

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрической сети напряжением 220 кВ Амурской области в связи с подключением подстанции Кун-Манье 1 и подстанции Кун-Манье 2

Исполнитель

студент группы 142-ом

(подпись, дата)

Б.Н. Костюк

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного

содержания программы

магистратуры

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Костюка Богдана Николаевича _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрической сети напряжением 220 кВ Амурской области в связи с подключением подстанции Кун-Манье 1 и подстанции Кун-Манье 2

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: предметная область, отчеты по практической подготовке, результаты выступления на научной конференции

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области. 2. Характеристика инновационного оборудования применяемого на подстанциях 220 кВ. 3. Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС Кун-манье 1 и ПС Кун-манье 2. 4. Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС Кун-манье 1 и ПС Кун-манье 2. 5. Выбор оптимального варианта развития сети. 6. Расчет токов короткого замыкания. 7. Расчет показателей надежности и величины ущерба.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная электрическая схема сети. 2. Схема электрических режимов.

6. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов,
канд.техн.наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 104 стр., 13 рисунков, 53 таблиц, 50 источников, 7 приложений.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ.

В данной магистерской диссертации была поставлена задача «Инновационное развитие электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2. Для решения данной задачи были рассмотрены несколько вариантов решения.

Для этого определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

Сведения о публикациях:

– повышение эффективности деятельности оперативного персонала при наличии автоматизированного рабочего места пункта переключений 220 кВ

«Зея». Опубликовано в материалах XXIII региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее», т.4, 2022 г., с. 80-82;

– анализ использования дистанционного управления оперативным персоналом на ПП 220 кВ «Зея». Опубликовано в материалы X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», с. 62-64.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области	10
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	10
1.2 Экономическая характеристика Амурской области	12
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	14
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	16
1.4.1 Характеристика источников питания	17
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	19
1.4.3 Структурный анализ ПС	22
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	24
2 Характеристика инновационного оборудования применяемого на подстанциях 220 кВ	43
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	43
2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств	43
2.1.2 Применение дистанционного управления	44
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2	47
4 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2	50
4.1 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	50
4.1.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжение 220 кВ	50

4.1.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжение 220 кВ	55
4.2 Тепловой расчет трансформатора	59
5 Выбор оптимального варианта развития сети	65
5.1 Капиталовложения	65
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	67
5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	69
5.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	70
5.5 Оценка экономической эффективности проекта	71
6 Расчет токов короткого замыкания	76
6.1 Расчет ТКЗ в программе RastrWin3	76
6.2 Разработка и выбор оптимального варианта	80
6.3 Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ	81
6.4 Выбор и проверка выключателей	84
6.5 Выбор и проверка разъединителей	86
6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	86
6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	88
6.8 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	89
6.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	92
7 Расчет показателей надежности и величины ущерба	94
Заключение	98
Библиографический список	99
Приложение А	105
Приложение Б	106
Приложение В	126
Приложение Г	132
Приложение Д	141
Приложение Е	150
Приложение Ж	151

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- ЗГЭС – Зейская гидроэлектростанция;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НГРЭС – Нерюнгринская ГРЭС;
- НН – низкое напряжение;
- ОЗ – операционная зона;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- РЖД – российская железная дорога;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Тема данной магистерской диссертации была выбрана в соответствии с предложенным списком тем от АО «ДРСК».

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи с добычей полезных ископаемых в месторождения Кун-Манье.

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационного развития электрической сети напряжением 220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС и Зейская ГЭС при вводе ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 в Амурской области, для разработки месторождения Кун-Манье.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Амурской области.

Предмет исследования – инновационные технологии применяемые в линии электропередачи и на подстанциях.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование инновационной схемы электрических сетей 220 кВ с центром питания Зейская ГЭС при строительстве ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования;
- произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, к которой планируется строительство ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2;
- разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;
- выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий;
- разработать варианты подключения ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к сети, а также на основании расчетов электрических режимов оптимизировать топологию сети и предусмотреть способы управления электрическими режимами в нормальных и послеаварийных режимах;

– произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать вводные выключатели для подключения ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2;

– определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

Научная новизна отражена в том, что в данной работе имеет место, повышение эффективности использования энергии в виде одного из направлений энергосбережения, это использование инновационного оборудования с целью уменьшения потерь энергии, а также использование данного оборудования направленно на интеллектуализацию электроэнергетической системы.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем экономически выгодное и инновационное технически-схемное решение по осуществлению эффективного, а также надёжного электроснабжения социально-экономически значимых объектов, месторождения Кун-Манье.

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Амурской области, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого инновационного оборудования, разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Проведения анализа схемнорежимной ситуации позволит определить слабые и сильные стороны рассматриваемого эквивалента сети, и оценить возможности подключения к существующим сетям новых потребителей.

1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ, поскольку подключаемые потребители имеют большую мощность и располагаются в удалении от существующих сетей. На рисунке 1 представлен граф рассматриваемого участка сети.

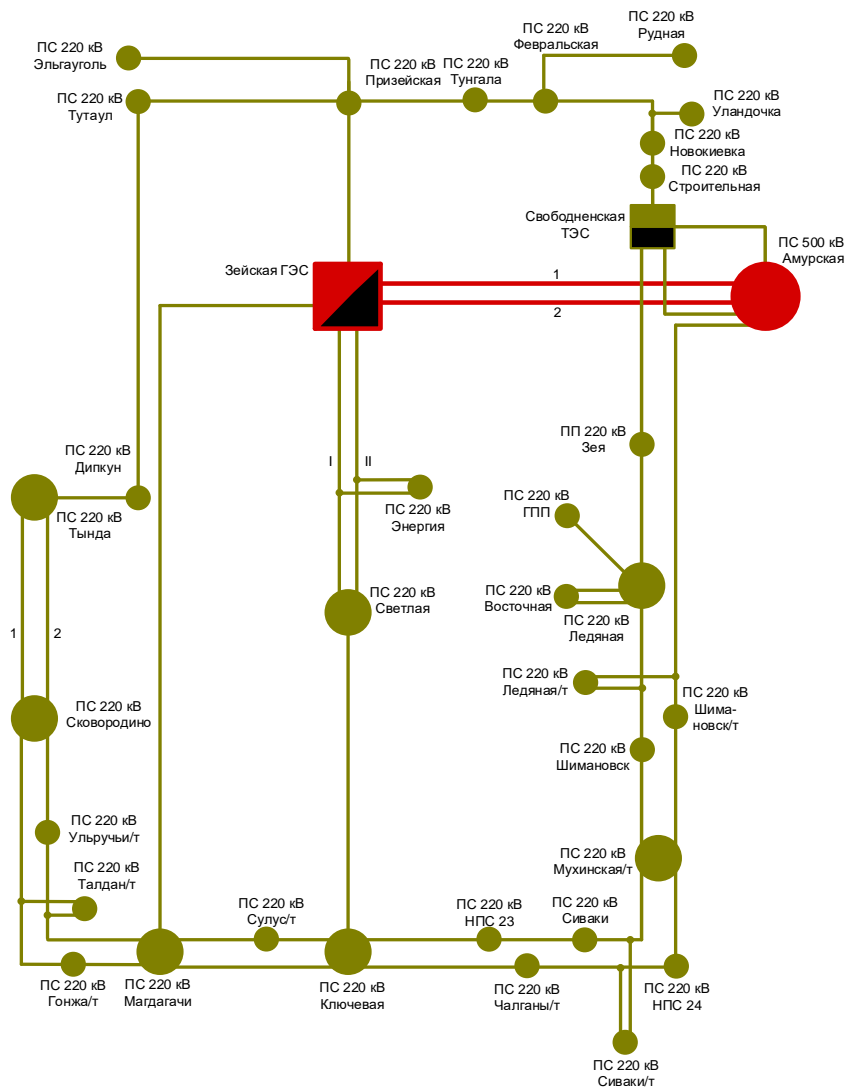


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны 3 объекта генерации, выбрана одна ПС с классом напряжения 500 кВ и 34 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ данные объекты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Выбранный эквивалент сети

Объекты генерации	Подстанции	Способы присоединения
1	2	3
Зейская ГЭС	ПС Тында	Узловая
Свободненская ТЭС	ПС Энергия	Отпаечная
Нерюнгринская ГРЭС	ПС Светлая	Узловая
	ПС Ключевая	Транзитная
	ПС Сулус/т	Транзитная
	ПС Магдагачи	Транзитная
	ПС Гонжа/т	Транзитная
	ПС Талдан/т	Отпаечная
	ПС Ульручы/т	Транзитная
	ПС Сквородино	Узловая
	ПС Сквородино/т	Тупиковая
	ПС Тунгала	Транзитная
	ПС Февральская	Узловая
	ПС Рудная	Тупиковая
	ПС Уландочка	Транзитная
	ПС Новокиевка	Транзитная
	ПС Строительная	Транзитная
	ПП Зея	Транзитная
	ПС Ледяная	Узловая
	ПС Восточная	Тупиковая
	ПС ГПП	Тупиковая
	ПС Сиваки	Тупиковая
	ПС Сиваки/т	Отпаечная
	ПС Шимановск	Тупиковая
	ПС Шимановск/т	Тупиковая
	ПС Ледяная/т	Отпаечная
	ПС Чалганы/т	Тупиковая
	ПС Мухинская/т	Узловая
	ПС НПС 23	Тупиковая

В выбранном эквиваленте большинство ПС являются тупиковыми на напряжение 220 кВ.

1.2 Экономическая характеристика Амурской области

В настоящее время структура промышленного производства имеет энергетически-сырьевую направленность. Основную удельный вес занимают энергетика и золотодобыча.

Здесь известны месторождения и проявления россыпного и рудного золота, серебра, титана, молибдена, вольфрама, меди, олова, полиметаллов, сурьмы, бурого и каменного угля, цеолитов, каолина, цементного сырья, апатита, графита, талька, полудрагоценных, облицовочных камней.

Приграничное положение, наличие значительного ресурсного потенциала, открывают для области большие возможности. Согласно Комплексному плану социально-экономического развития Амурской области до 2027 года выделены шесть центров экономического развития: газопереработки, добычи полезных ископаемых, агропромышленного, энергетического, туристско-рекреационного и космического, в рамках которых планируется реализация мероприятий капитального строительства, капитального ремонта, модернизации социальной, транспортной и жилищно-коммунальной инфраструктуры.

Основой центров экономического развития станут крупные инвестиционные проекты:

- развитие золотодобычи в Селемджинском районе, освоение Бамского золоторудного месторождения, наращивание добычи золота на Покровском и Маломырском рудниках, рост добычи угля в связи с наращиванием мощностей на разрезе «Ерковецкий» и началом освоения Огоджинского месторождения, освоение месторождения медно-никелевых руд «Кун-Манье», Дармаканского месторождения кварцевых песков, строительство автоклавного гидromеталлургического комплекса на Покровском месторождении;
- строительство и модернизация предприятий агропромышленного комплекса;
- завершение строительства Нижне-Бурейской ГЭС;
- формирование туристско-рекреационного кластера «АМУР»;

– реализация масштабных инвестиционных проектов – строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» и Амурского газоперерабатывающего завода;

– строительство объектов космодрома «Восточный», реконструкция участков федеральной автодороги «Лена», строительство подъездов к населённым пунктам Амурской области от автомобильной дороги «Амур», строительство и реконструкция участков автодорог регионального и местного значения, пограничного мостового перехода через реку Амур (Хэйлуцзян) в районе городов Благовещенск (РФ) и Хэйхэ (КНР).

За период до 2027 года в области ожидается создание свыше 20 тысяч новых высокопроизводительных рабочих мест, доля обрабатывающего сегмента экономики увеличится с 3 до 30 процентов. На территории Амурской области находится космодром Восточный.

В октябре 2015 в 14 км от города Свободный (в 2,5 километра от Юхты Дмитриевского сельсовета и в 7,4 километра от села Черниговка) начато строительство крупнейшего в России и одного из самых больших в мире Амурского газоперерабатывающего завода мощностью до 49 миллиардов кубометров в год, в состав которого войдёт крупнейший в мире комплекс по производству гелия мощностью до 60 миллионов кубометров в год. Стоимость строительства составит 790,6 миллиардов рублей. На пике строительства будет задействовано до 15 тысяч человек, на самом заводе будет создано около 3 тысяч рабочих мест. Запуск завода состоялся 9 июня 2021 года.

В непосредственной близости от Амурского газоперерабатывающего завода (АГПЗ) в августе 2020 года компания СИБУР начала строительство Амурского газохимического комплекса (АГХК) для производства полиэтилена и полипропилена из сырья АГПЗ. Предполагается, что АГХК станет одним из самых больших в мире предприятий по производству базовых полимеров. Плановый срок ввода в эксплуатацию – 2025 год.

Из промышленной области планируются строительства:

– Амурский газоперерабатывающий завод второй по объёму переработки природного газа (42 млрд м³ в год) и крупнейший в мире по производству гелия (до 60 млн м³ в год).

- Свободненский вагоноремонтный завод;
- Шимановский машиностроительный завод;
- 680-й авиационный ремонтный завод;
- Бурейский крановый завод;
- завод Амурский металлист;
- судостроительный завод.

1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Климатическая характеристика и территориальные особенности определяются для правильного выбора оборудования по климатическому исполнению.

Климат района проектирования резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,8 °С. Абсолютный минимум – 54 °С приходится на январь и февраль, абсолютный максимум – 35 °С.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов. Основные климатические показатели приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра,	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

В северной части Амурской области преобладают горы, в южной части – равнины. Большинство горных хребтов области низко- и средневысотные, их склоны пологие, а вершины округлые. Равнины занимают около 70 % территории области, остальная ее часть занята горными хребтами.

На участке Призейская – Кун-Манье рельеф горный, перепад высот от 450 до 900 м. Район прохождения трассы горнотаежный.

В низинах прохождения трассы развита водная сеть, в связи с этим заболоченная местность, обход которой по крутым склонам менее приемлем, как для выполнения строитель-монтажных работ, так и для эксплуатации объекта.

Район приравнен к району Крайнего Севера. Местность необжитая, труднопроходимая, таежная, с исключительным бездорожьем. В связи с заболоченной местностью требуется дополнительное строительство лежневых дорог. Тип грунта на месте строительства ПС Кун-Манье – песок гравелистый, удельное электрическое сопротивление $\rho=400-1000$ Ом/м.

Территория Амурской области имеет сложное геологическое строение. Рельеф края – преимущественно равнинный с высотами от 0 до 500 м, с преобладающим направлением хребтов с юга на север.

В сейсмическом отношении определенные участки территории области находятся в 4-балльной сейсмической зоне, но крупных землетрясений в регионе зафиксировано не было. Наибольшая вероятность землетрясений характерна для северных районов.

В регионе господствует дальневосточный муссонный климат. Наличие субмеридиональных горных хребтов определяет заметную внутрорегиональную дифференциацию климата. Под воздействием климата на большей части края сформировалась многолетняя мерзлота.

Распространение растительности определяется высотной зональностью. Преобладают хвойные леса (80 % лесопокрытой площади). С севера на юг светлохвойные леса (лиственница, сосна) сменяются темнохвойными лесами (ель, пихта).

Общая покрытая лесом площадь составляет 52,6 млн га (68 % от общей площади территории края). Однако 60 % лесопокрытой территории является экономически недоступной.

По добыче и переработке оловянного сырья Амурская область занимает одно из ведущих мест в России. Предприятия цветной металлургии края специализируются на разработке оловянно-полиметаллических и золотосеребряных руд, россыпных месторождений золота и платины. Используемые руды месторождений – полиметаллические, содержащие до 20 компонентов, в том числе редкие металлы.

1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

1.4.1 Характеристика источников питания

Свободненская ТЭС обеспечит дополнительные условия для развития промышленного потенциала самого восточного региона России. Электростанция будет снабжать паром Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), который станет крупнейшим в стране и вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа.

Проектная установленная мощность энергообъекта – 160 МВт, две паровые турбины мощностью по 80 МВт каждая и три котлоагрегата паропроизводительностью 320 т/ч. В проекте также предусмотрена возможность расширения станции с увеличением мощности до 320 МВт.

Основным источником питания является Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35/10 кВ. Это тепловая электростанция, расположенная в пгт Серебряный бор Нерюнгринского района республики Саха Якутия, входит в состав АО ДГК с 2005 года. Установленная мощность НГРЭС составляет: электрическая – 570 МВт, тепловая – 1220 Гкал/ч. Годовая выработка электроэнергии – 3030 млн.кВт·ч, тепловая – 1864 тыс.Гкал.

На НГРЭС установлено:

- 3 котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ;
- 1 турбина 1хЛ-210-130-3;
- 2 турбины 2хТ-180/210-130-3;
- 3 генератора 3хТГВ-200-2МУЗ;
- 2 автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/35кВ;
- 3 двухобмоточных трансформатора ТДЦ-250000/220/10 кВ.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – две рабочие и обходная системы шин», содержит 4 трансформаторных ячеек и 7 линейных.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – две рабочие и обходная системы шин», содержит 3 трансформаторные ячейки и 4 линейных.

Зейская ГЭС находится в городе Зей Амурской области. Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки – $6 \times \text{СВ} - 1130/220 - 44\text{ХЛ4}$. Мощность генераторов – $4 \times 225, 2 \times 215$ МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ [15].

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–250000/220 и ТНЕРЕ–265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 – г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–250000/500 и ТНЕРЕ–265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ–4ГТ и 5ГТ–6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ. На ОРУ 500 кВ применена схема 17 [37] – полуторная, с тремя выключателями на два присоединения, которая отображена на рисунке. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 12 – одиночная рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, с секционной связью через два обходных выключателя, которая отображена на рисунке. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН–167000/500/220–75–У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС питает ПС 500 кВ «Амурская» по двум линиями 500 кВ Л–501 и Л–502. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через ПС Призейская Л–208, ПС Светлая Л–200, Л–201, ПС Магдагачи Л–203. С ПС 220 кВ Энергия связь осуществляется отпайками от Л–200 и Л–201.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75 (АВВ, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 7 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	500	3хАС-330	360.8	ВЛ
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2		3хАС-330	360.8	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Призейская	220	АС-300	183.81	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул		АС-300	98.715	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тутаул - Дипкун	220	АС-300	54.284	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында - Дипкун		АС-300	147.556	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи		АС-300	10.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая		АС-300	110.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи		АС-300	54.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т		АС-240	20.61	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус/т		АС-240	33.616	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Магдагачи		АС-400	133.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	АС-300	35.973	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-240	124.15	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручи/т		АС-300	29.627	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-300	114.887	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т 2 цепи		АС-300	5.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Сквородино 2 цепи		АС-300	155.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында с отп. на ПС НПС 19 2 цепи		АС-300	180	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская - Тунгала		АС-300	146.7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская - Тунгала		АС-300	166.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная		АС-300	174	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская - Уландочка		АС-240	89	ВЛ

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	
ВЛ 220 кВ Уландочка - Новокиевка		АС-240	96.6	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Новокиевка - Строительная	220	АС-240	17	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС - Строительная		АС-240	10	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1		АС-240	55	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №2		АС-240	55	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – ПП Зея		АС-300	11	ВЛ	
ВЛ 220 кВ ПП Зея - Ледяная		АС-300	7	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная		220	АС-300	2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная	АС-300		2	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ледяная - ГПП	220	АС-300	19.5	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная/т		АС-240	47.3	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ледяная – Ледяная/т		АС-300	3	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск/т	220	АС-240	38.9	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск		АС-300	36.4	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Шимановск – Мухинская/т		АС-300	52.7	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Шимановск/т – Мухинская/т		АС-240	54.8	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС 24		АС-240	14.1	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Сиваки/т		220	АС-300	54.1	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС 24 – Сиваки/т			АС-240	4.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сиваки – Сиваки/т	АС-300		4.5	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС 23	АС-300		58.9	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Сиваки/т – Чалганы/т	АС-240		50.5	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС 23	220		АС-300	23.9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т		АС-240	24.1	ВЛ	

Таблица 8 – Характеристика сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
1	2	3
500	3хАС-330	721.6
220	АС-400	133.5
	АС-300	1942.83
	АС-240	734.96

Таблица 9 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	721.6
220	2811.29

1.4.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов.

Таблица 10 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Призейская	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тугаул	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Дипкун	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Тында	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/110/35/10	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Энергия	2 х ТДТН-25000/220/35/10	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Светлая	2 х АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 х ТДТН-25000/220/35/10	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	3 х ТДТН-25000/220/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сулус/т	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)

Продолжение таблицы 10

1	2	3
ПС Магдагачи	2 x ТРДН-40000/220/35 ТДТН-25000/220/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Гонжа/т	2 x ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)
ПС Талдан/т	2 x ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Ульручы/т	2 x ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)
ПС Сквородино	2 x АДЦТН- 63000/220/110/10.5	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сквородино/т	2 x ТДНТЖ- 40000/220/27,5/10	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Тунгала	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Февральская	2 x АДЦТН– 63000/220/110/10.5	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Рудная	2 x АДЦТН– 63000/220/110/10.5	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Уландочка	ТДТН– 25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Новокиевка	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Строительная	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПП Зея	-	Мостик (5АН)
ПС Ледяная	2 x ТДТН– 40000/220/35	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Восточная	2 x ТРДЦН– 63000/220	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС ГПП	2 x АДЦТН– 63000/220/110	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Сиваки	2 x АДЦТН– 63000/220/110	Мостик (5АН)
ПС Сиваки/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Шимановск	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	Мостик (5АН)
ПС Шимановск/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)
ПС Ледяная/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Чалганы/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	Мостик (5АН)

1	2	3
ПС Мухинская/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС НПС 23	2 x ТДТН-25000/220/35/10	Четырехугольник (7)

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру. В рассматриваемом районе расположено 3 электростанции суммарной установленной мощностью 2060 МВт. Одна ПС на класс напряжения 500 кВ и 32 подстанций на класс напряжения 220 кВ, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС - 300. К особенностям рассматриваемого района можно отнести большую протяженность ЛЭП.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2021 г.;
- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2021 г.;
- схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2021 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118. -2003 расчёт режимов следует осуществлять:

Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Таблица 11 – Данные КЗ

Название ПС	15.12.21, 18:00		19.06.21, 18:00	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Призейская	2,5	1,0	1.8	0.7
ПС 220 кВ Тутаул	1,1	0,3	0.8	0.3
ПС 220 кВ Дипкун	2,4	0,1	1.9	0.8
ПС 220 кВ Тында	50,7	12,2	41.7	16.7
ПС 220 кВ Энергия	26,7	8,6	14.2	5.68
ПС 220 кВ Светлая	56,4	9,9	43.1	17.24
ПС 220 кВ Ключевая	9,7	3,1	5.6	2.24
ПС 220 кВ Сулус/т	21,6	13,1	16.3	6.52
ПС 220 кВ Магдагачи	24,1	23,1	17.5	7.00
ПС 220 кВ Гонжа/т	7,2	17,7	4.7	1.88
ПС 220 кВ Талдан/т	7,1	9,3	4.2	1.68
ПС 220 кВ Ульручы/т	5,3	0,2	2.6	1.04
ПС 220 кВ Сковородино	127,9	93,0	103.5	41.40
ПС 220 кВ Сковородино/т	8,8	4,1	5.3	2.12
НПС – 19	21,1	6,5	17.6	4.3
Нерюнгринская ГРЭС	291,8	45,3	262.7	34.9
ПС Амурская 500	431,0	64.2	352	140.8
ПС Амурская 220	25,9	18,1	20.2	8.08
ПС 220 кВ Тунгала	2,6	1,6	1.8	0.72
ПС 220 кВ Февральская	51,0	0,2	41.2	16.48
ПС 220 кВ Рудная	0,3	0,2	0.2	0.1
ПС 220 кВ Уландочка	0,9	0,1	0.7	0.3
ПС 220 кВ Новокиевка	2,5	0,3	1.9	0.8
ПС 220 кВ Строительная	1,7	0,3	1.3	0.5

1	2	3	4	5
ПП Зезя	10,3	3,4	7.9	3.16
ПС 220 кВ ГПП	11,5	3,8	8.9	3.56
ПС 220 кВ Восточная	0,7	0,1	0.5	0.2
ПС 220 кВ Ледяная	3,7	0,2	2.9	1.2
ПС 220 кВ Ледяная/т	6,8	7,1	5.5	2.2
ПС 220 кВ Шимановск	10,4	4,1	8.2	3.3
ПС 220 кВ Шимановск/т	6,8	2,3	5.3	2.1
ПС 220 кВ Мухинская/т	6,1	2.1	4.7	1.9
ПС 220 кВ НПС 24	9,1	3.1	7.1	2.8
ПС 220 кВ Сиваки	2,2	0,7	1.6	0.6
ПС 220 кВ Сиваки/т	3,4	1,6	2.7	1.1
ПС 220 кВ НПС 23	4,9	2.2	3.8	1.5
ПС 220 кВ Чалганы/т	9,5	3.8	7.5	3.0
Свободненская ТЭС	12,2	5,3	8.2	4.7

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} ; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} ; \quad (2)$$

где T – период;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_t^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_t^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (4)$$

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (5)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (6)$$

где P_{\max} , Q_{\max} – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} \quad (7)$$

где K_3 – коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [17].

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{\min} аналогична вычислению максимальной мощности.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min} \quad (8)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\min} \quad (9)$$

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (10)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019–2024 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Призейская.

$$P_{(Приз.)}^{прог} = 2.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.92 \text{ МВт};$$

$$Q_{(Приз.)}^{прог} = 1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1.17 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки приведены в таблице 12 и в таблице 13. В таблице 14 приведены параметры схемы замещения для расчета режима.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки

Наименование ПС		P_{MAX} , МВт	P_{CP} , МВт	$P_{ЭФ}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{MAX} , МВар	Q_{CP} , МВар	$Q_{ЭФ}$, МВар	Q_{min} , МВар
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Амурская 500	Зима	431	359.17	420.23	251.42	172.40	154.44	180.70	108.11
	Лето	352	293.33	343.20	205.33	140.80	126.13	147.58	88.29
Призейская	Зима	2.5	2.08	2.44	1.46	1.00	0.94	1.10	0.66
	Лето	1.8	1.50	1.76	1.05	0.72	0.68	0.79	0.47
Тутаул	Зима	1.1	0.92	1.07	0.64	0.44	0.39	0.46	0.28
	Лето	0.8	0.67	0.78	0.47	0.32	0.29	0.34	0.20
Дипкун	Зима	2.4	2.00	2.34	1.40	0.96	0.92	1.08	0.64
	Лето	1.9	1.58	1.85	1.11	0.76	0.73	0.85	0.51
Тында	Зима	50.7	42.25	49.43	29.58	20.28	17.75	20.76	12.42
	Лето	41.7	34.75	40.66	24.33	16.68	14.60	17.08	10.22
Энергия	Зима	26.7	22.25	26.03	15.58	10.68	9.79	11.45	6.85
	Лето	14.2	11.83	13.85	8.28	5.68	5.21	6.09	3.64
Светлая	Зима	56.4	47.00	54.99	32.90	22.56	20.68	24.20	14.48
	Лето	43.1	35.92	42.02	25.14	17.24	15.80	18.49	11.06
Ключевая	Зима	9.7	8.08	9.46	5.66	3.88	3.56	4.16	2.49
	Лето	5.6	4.67	5.46	3.27	2.24	2.05	2.40	1.44
Сулус/т	Зима	21.6	18.00	21.06	12.60	8.64	7.92	9.27	5.54
	Лето	16.3	13.58	15.89	9.51	6.52	5.98	6.99	4.18
Магдагачи	Зима	24.1	20.08	23.50	14.06	9.64	8.84	10.34	6.19
	Лето	17.5	14.58	17.06	10.21	7.00	6.42	7.51	4.49
Гонжа/т	Зима	7.2	6.00	7.02	4.20	2.88	2.64	3.09	1.85
	Лето	4.7	3.92	4.58	2.74	1.88	1.72	2.02	1.21

Продолжение таблицы 12

1		2	3	4	5	6	7	8	9
Талдан/т	Зима	7.1	5.92	6.92	4.14	2.84	2.60	3.05	1.82
	Лето	4.2	3.50	4.10	2.45	1.68	1.54	1.80	1.08
Ульручы/т	Зима	5.3	4.42	5.17	3.09	2.12	1.94	2.27	1.36
	Лето	2.6	2.17	2.54	1.52	1.04	0.95	1.12	0.67
Сковородино	Зима	127.9	106.58	124.70	74.61	51.16	46.90	54.87	32.83
	Лето	103.5	86.25	100.91	60.38	41.40	37.95	44.40	26.57
Сковородино/т	Зима	8.8	7.33	8.58	5.13	3.52	3.23	3.78	2.26
	Лето	5.3	4.42	5.17	3.09	2.12	1.94	2.27	1.36
Тунгала	Зима	2.6	2.17	2.54	1.52	1.04	0.95	1.12	0.67
	Лето	1.8	1.50	1.76	1.05	0.72	0.66	0.77	0.46
Февральская	Зима	51	42.50	49.73	29.75	20.40	18.70	21.88	13.09
	Лето	41.2	34.33	40.17	24.03	16.48	15.11	17.67	10.57
Рудная	Зима	0.3	0.25	0.29	0.18	0.12	0.11	0.13	0.08
	Лето	0.2	0.17	0.20	0.12	0.08	0.07	0.09	0.05
Уландочка	Зима	0.9	0.75	0.88	0.53	0.36	0.33	0.39	0.23
	Лето	0.7	0.58	0.68	0.41	0.28	0.26	0.30	0.18
Новокиевка	Зима	2.5	2.08	2.44	1.46	1.00	0.92	1.07	0.64
	Лето	1.9	1.58	1.85	1.11	0.76	0.70	0.82	0.49
Строительная	Зима	1.7	1.42	1.66	0.99	0.68	0.62	0.73	0.44
	Лето	1.3	1.08	1.27	0.76	0.52	0.48	0.56	0.33
Зея	Зима	10.3	8.58	10.04	6.01	4.12	3.78	4.42	2.64
	Лето	7.9	6.58	7.70	4.61	3.16	2.90	3.39	2.03
ГПП	Зима	11.5	9.58	11.21	6.71	4.60	4.22	4.93	2.95
	Лето	8.9	7.42	8.68	5.19	3.56	3.26	3.82	2.28
Восточная	Зима	0.7	0.58	0.68	0.41	0.28	0.26	0.30	0.18
	Лето	0.5	0.42	0.49	0.29	0.20	0.18	0.21	0.13
Ледяная	Зима	3.7	3.08	3.61	2.16	1.48	1.36	1.59	0.95
	Лето	2.9	2.42	2.83	1.69	1.16	1.06	1.24	0.74
Ледяная/т	Зима	6.8	5.67	6.63	3.97	2.72	2.49	2.92	1.75
	Лето	5.5	4.58	5.36	3.21	2.20	2.02	2.36	1.41
Шимановск	Зима	10.4	8.67	10.14	6.07	4.16	3.81	4.46	2.67

1		2	3	4	5	6	7	8	9
	Лето	8.2	6.83	8.00	4.78	3.28	3.01	3.52	2.10
Шимановск/т	Зима	6.8	5.67	6.63	3.97	2.72	2.49	2.92	1.75
	Лето	5.3	4.42	5.17	3.09	2.12	1.94	2.27	1.36
Мухинская/т	Зима	6.1	5.08	5.95	3.56	2.44	2.24	2.62	1.57
	Лето	4.7	3.92	4.58	2.74	1.88	1.72	2.02	1.21
НПС 24	Зима	9.1	7.58	8.87	5.31	3.64	3.34	3.90	2.34
	Лето	7.1	5.92	6.92	4.14	2.84	2.60	3.05	1.82
Сиваки	Зима	2.2	1.83	2.15	1.28	0.88	0.81	0.94	0.56
	Лето	1.6	1.33	1.56	0.93	0.64	0.59	0.69	0.41
Сиваки/т	Зима	3.4	2.83	3.32	1.98	1.36	1.25	1.46	0.87
	Лето	2.7	2.25	2.63	1.58	1.08	0.99	1.16	0.69
НПС 23	Зима	4.9	4.08	4.78	2.86	1.96	1.80	2.10	1.26
	Лето	3.8	3.17	3.71	2.22	1.52	1.39	1.63	0.98
Чалганы/т	Зима	9.5	7.92	9.26	5.54	3.80	3.48	4.08	2.44
	Лето	7.5	6.25	7.31	4.38	3.00	2.75	3.22	1.93
Амурская 220	Зима	2.6	2.17	2.54	1.52	1.04	0.95	1.12	0.67
	Лето	1.9	1.58	1.85	1.11	0.76	0.70	0.82	0.49

Таблица 13 – Расчет прогнозируемых мощностей по данным КЗ

Наименование ПС	Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
	P _н	Q _н	P _н	Q _н	P _н	Q _н	P _н	Q _н
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Амурская 500	498.44	199.37	290.76	125.03	407.07	162.83	237.46	102.10
Призейская	2.89	1.16	1.69	0.76	2.08	0.83	1.21	0.54
Тугаул	1.27	0.51	0.74	0.32	0.93	0.37	0.54	0.23
Дипкун	2.78	1.11	1.62	0.74	2.20	0.88	1.28	0.59
Тында	58.63	23.36	34.21	14.36	48.22	19.29	28.14	11.82
Энергия	30.88	12.26	18.02	7.92	16.42	6.57	9.58	4.21
Светлая	65.22	26.09	38.05	16.75	49.84	19.94	29.39	12.79
Ключевая	11.22	4.49	6.55	2.88	6.48	2.59	3.78	1.67

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сулус/т	24.98	9.99	14.57	6.41	18.85	7.54	11.00	4.83
Магдагачи	27.87	11.15	16.26	7.16	20.24	8.10	11.81	5.19
Гонжа/т	8.33	3.33	4.86	2.14	5.44	2.17	3.17	1.40
Талдан/т	8.21	3.28	4.79	2.10	4.86	1.94	2.83	1.25
Ульручы/т	6.13	2.45	3.57	1.57	3.01	1.20	1.76	0.77
Сковородино	147.91	59.16	86.28	37.97	119.69	47.88	69.83	30.73
Сковородино/т	10.18	4.07	5.93	2.61	6.13	2.45	3.57	1.57
Тунгала	3.01	1.20	1.76	0.77	2.08	0.83	1.21	0.53
Февральская	58.98	23.59	34.40	15.14	47.65	19.06	27.79	12.22
Рудная	0.35	0.14	0.21	0.09	0.23	0.09	0.14	0.06
Уландочка	1.04	0.42	0.61	0.27	0.81	0.32	0.47	0.21
Новокиевка	2.89	1.16	1.69	0.74	2.20	0.88	1.28	0.57
Строительная	1.97	0.79	1.14	0.51	1.50	0.60	0.88	0.38
Зея	11.91	4.76	6.95	3.05	9.14	3.65	5.33	2.35
ГПП	13.30	5.32	7.76	3.41	10.29	4.12	6.00	2.64
Восточная	0.81	0.32	0.47	0.21	0.58	0.23	0.34	0.15
Ледяная	4.28	1.71	2.50	1.10	3.35	1.34	1.95	0.86
Ледяная/т	7.86	3.15	4.59	2.02	6.36	2.54	3.71	1.63
Шимановск	12.03	4.81	7.02	3.09	9.48	3.79	5.53	2.43
Шимановск/т	6.94	3.15	4.59	2.02	6.13	2.45	3.57	1.57
Мухинская/т	7.05	2.82	4.12	1.82	5.44	2.30	3.17	1.40
НПС 24	10.52	4.21	6.14	2.71	8.21	3.28	4.79	2.10
Сиваки	2.54	1.02	1.48	0.65	1.85	0.74	1.08	0.47
Сиваки/т	3.93	1.57	2.29	1.01	3.12	1.25	1.83	0.80
НПС 23	5.67	2.27	3.31	1.46	4.39	1.76	2.57	1.13
Чалганы/т	10.99	4.39	6.41	2.82	8.67	3.47	5.07	2.23
Амурская 220	3.01	1.20	1.76	0.77	2.20	0.88	1.28	0.57

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [25].

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П-образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2022 года. В таблице 14 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 14 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
Зейская ГЭС	220	230,0	4,5
ПС 220 кВ Призейская	220	226,2	2,8
ПС 220 кВ Тутаул	220	224,5	2,1

1	2	3	4
ПС 220 кВ Дипкун	220	223,6	1,6
ПС 220 кВ Тында	220	226,5	3,0
ПС 220 кВ Энергия	220	229,8	4,5
ПС 220 кВ Светлая	220	229,6	4,4
ПС 220 кВ Ключевая	220	227,7	3,5
ПС 220 кВ Сулус/т	220	227,8	3,6
ПС 220 кВ Магдагачи	220	227,1	3,2
ПС 220 кВ Гонжа/т	220	226,6	3,0
ПС 220 кВ Талдан/т	220	224,7	2,1
ПС 220 кВ Ульручы/т	220	222,2	1,0
ПС 220 кВ Сковородино	220	221,8	0,8
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	221,8	0,8
НПС - 19	220	227,2	3,3
Нерюнгринская ГРЭС	220	240,0	9,1
1	220	229,8	4,5
2	220	229,8	4,5
3	220	224,7	2,1
4	220	224,6	2,1
5	220	227,2	3,3
6	220	227,2	3,3
Зейская ГЭС Н1	500	522,8	4,6
Зейская ГЭС 500	500	505,0	1,0
Зейская ГЭС 35	35	36,6	4,6
ПС Амурская 500	500	507,2	1,4
ПС Амурская Н1	500	514,2	2,8
ПС Амурская Н2	500	514,2	2,8
ПС Амурская 220	220	226,3	2,8
ПС Амурская 35	35	36,0	2,8
ПС 220 кВ Тунгала	220	227,7	3,5
ПС 220 кВ Февральская	220	229,0	4,1
ПС 220 кВ Рудная	220	232,9	5,8
ПС 220 кВ Уландочка	220	231,0	5,0
ПС 220 кВ Новокиевка	220	231,1	5,1
ПС 220 кВ Строительная	220	230,0	4,5
ПП Зея	220	229,1	4,2
ПС 220 кВ ГПП	220	228,5	3,9
ПС 220 кВ Восточная	220	228,6	3,9
ПС 220 кВ Ледяная	220	228,6	3,9
ПС 220 кВ Ледяная/т	220	226,4	2,9

1	2	3	4
ПС 220 кВ Шимановск	220	226,8	3,1
ПС 220 кВ Шимановск/т	220	227,1	3,2
ПС 220 кВ Мухинская/т	220	227,6	3,5
ПС 220 кВ НПС 24	220	227,6	3,5
ПС 220 кВ Сиваки	220	228,2	3,7
ПС 220 кВ Сиваки/т	220	227,7	3,5
ПС 220 кВ НПС 23	220	228,1	3,7
ПС 220 кВ Чалганы/т	220	227,1	3,2
Свободненская ТЭС	220	229,8	4,5

В таблице 15 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 15 – Токовая загрузка оборудования

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	385,1	386,2	690	56,0
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	306,9	305,4	630	48,7
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	291,6	291,3	630	46,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	377,4	372,9	960	39,3
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	378,5	334,5	1000	37,8
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	378,5	334,5	1000	37,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	322,2	316,4	1000	32,2
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	202,4	201,8	630	32,1
ПС 220 кВ Сквородино - 4	200,4	196,1	630	31,8
Зейская ГЭС - 2	280,5	280,5	1000	28,0
Зейская ГЭС - 1	280,5	280,5	1000	28,0
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	174,9	170,9	630	27,8
2 - ПС 220 кВ Светлая	241,8	241,7	1000	24,2
1 - ПС 220 кВ Светлая	241,8	241,7	1000	24,2
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	142,3	141,0	630	22,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	141,0	136,6	630	22,4
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	126,7	131,2	630	20,8

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	124,3	125,6	630	19,9
6 - Нерюнгринская ГРЭС	124,2	66,0	630	19,7
5 - Нерюнгринская ГРЭС	124,2	66,0	630	19,7
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	107,7	120,6	630	19,1
ПС 220 кВ Тында - 6	112,8	110,1	600	18,8
ПС 220 кВ Тында - 5	112,8	110,1	600	18,8
Свободненская ТЭС - ПП Зея	139,3	141,0	800	17,6
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	107,4	83,5	630	17,0
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	93,6	101,2	630	16,1
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	113,2	125,3	800	15,7
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	113,2	125,3	800	15,7
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	155,7	153,4	1000	15,6
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	97,2	92,0	630	15,4
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	96,9	90,7	630	15,4
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	94,7	95,4	630	15,1
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	92,3	91,2	630	14,7
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	78,5	89,3	630	14,2
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	110,3	112,2	800	14,0
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	87,9	68,4	630	14,0
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	86,9	79,2	630	13,8
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	85,4	85,7	630	13,6
ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	79,8	59,9	630	12,7
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	33,8	78,0	630	12,4
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	33,8	78,0	630	12,4
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	75,8	75,3	630	12,0

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	70,1	72,1	630	11,4
ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	70,6	61,0	630	11,2
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	65,2	65,5	630	10,4
ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	65,2	56,0	630	10,4
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	60,8	0,9	810	7,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	34,9	43,0	630	6,8
2 - ПС 220 кВ Энергия	40,7	40,9	690	5,9
1 - ПС 220 кВ Энергия	40,7	40,9	690	5,9
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	33,0	36,3	630	5,8
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	34,3	21,6	630	5,4
6 - НПС - 19	32,2	32,6	600	5,4
5 - НПС - 19	32,2	32,6	600	5,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	34,1	35,4	800	4,4
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	25,2	23,6	630	4,0
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	21,5	11,5	630	3,4
ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	16,4	17,6	630	2,8
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14,0	14,7	630	2,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14,0	14,7	630	2,3
ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	7,3	8,4	630	1,3
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2,3	1,0	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2,3	1,0	630	0,4

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать: для сети

региональной энергосистемы или участка сети – отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрен следующий вариант послеаварийного режима:

– отключена ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т, при ремонте ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул.

При отключении ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по нескольким линиям стал превышать загрузку, но не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально, но также появились несколько перегруженных линий. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп.} расч	I/I _{доп}
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	378,5	381,0	630,0	60,5
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	374,1	378,1	630,0	60,0
ПС 220 кВ Сковородино - 4	373,9	369,2	630,0	59,3
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	364,7	318,9	1000,0	36,5
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	364,7	318,9	1000,0	36,5
6 - Нерюнгринская ГРЭС	216,3	180,5	630,0	34,3
5 - Нерюнгринская ГРЭС	216,3	180,5	630,0	34,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	317,1	312,9	960,0	33,0
ПС 220 кВ Тында - 6	188,5	186,7	600,0	31,4
ПС 220 кВ Тында - 5	188,5	186,7	600,0	31,4
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	284,2	278,3	1000,0	28,4
Зейская ГЭС - 1	261,3	261,3	1000,0	26,1
Зейская ГЭС - 2	261,3	261,3	1000,0	26,1
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	157,6	156,9	630,0	25,0
2 - ПС 220 кВ Светлая	222,6	222,5	1000,0	22,3
1 - ПС 220 кВ Светлая	222,6	222,5	1000,0	22,3

1	2	3	4	5
Свободненская ТЭС - ПП Зея	143,7	145,4	800,0	18,2
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	109,3	92,7	630,0	17,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	107,4	103,7	630,0	17,0
ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	103,3	104,7	630,0	16,6
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	119,3	130,8	800,0	16,3
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	119,3	130,8	800,0	16,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	101,3	97,0	630,0	16,1
ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	101,1	83,2	630,0	16,0
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	84,4	100,0	630,0	15,9
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	94,9	47,2	630,0	15,1
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	81,4	91,9	630,0	14,6
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	114,5	116,3	800,0	14,5
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	57,7	91,1	630,0	14,5
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	57,7	91,1	630,0	14,5
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	69,2	78,3	630,0	12,4
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	70,1	66,8	630,0	11,1
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	68,9	62,3	630,0	10,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	99,5	98,6	1000,0	10,0
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	62,1	52,5	630,0	9,9
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	56,7	10,1	630,0	9,0
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	61,1	0,9	810,0	7,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	41,1	46,7	630,0	7,4
ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	46,0	32,4	630,0	7,3
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	37,2	43,8	630,0	7,0

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	41,8	29,2	630,0	6,6
2 - ПС 220 кВ Энергия	40,7	40,9	690,0	5,9
1 - ПС 220 кВ Энергия	40,7	40,9	690,0	5,9
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	36,0	37,1	630,0	5,9
6 - НПС - 19	33,3	33,6	600,0	5,6
5 - НПС - 19	33,3	33,6	600,0	5,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	32,3	25,4	630,0	5,1
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	28,0	27,1	630,0	4,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	34,1	35,4	800,0	4,4
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	24,8	6,0	630,0	3,9
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	8,3	24,6	630,0	3,9
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	22,6	20,9	630,0	3,6
ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	9,1	16,6	630,0	2,6
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	16,6	16,6	630,0	2,6
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14,7	15,3	630,0	2,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14,7	15,3	630,0	2,4
ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	8,5	10,2	630,0	1,6
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2,3	1,0	630,0	0,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2,3	1,0	630,0	0,4
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	0,0	0,0	630,0	0,0
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	0,0	0,0	630,0	0,0
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,0	0,0	630,0	0,0
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	0,0	0,0	690,0	0,0

В таблице 17 представлена загрузка подстанций и отклонения напряжений в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 17 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
Зейская ГЭС	220	230,0	4,5
ПС 220 кВ Призейская	220	223,1	1,4
ПС 220 кВ Тутаул	220	220,1	0,1
ПС 220 кВ Дипкун	220	218,0	-0,9
ПС 220 кВ Тында	220	220,8	0,4
ПС 220 кВ Энергия	220	229,8	4,5
ПС 220 кВ Светлая	220	229,6	4,4
ПС 220 кВ Ключевая	220	227,3	3,3
ПС 220 кВ Сулус/т	220	227,4	3,3
ПС 220 кВ Магдагачи	220	226,5	3,0
ПС 220 кВ Гонжа/т	220	222,3	1,0
ПС 220 кВ Талдан/т	220	217,0	-1,4
ПС 220 кВ Ульручи/т	220	212,0	-3,6
ПС 220 кВ Сковородино	220	212,0	-3,6
ПС 220 кВ Сковородино/т	220	212,0	-3,6
НПС - 19	220	221,7	0,8
Нерюнгринская ГРЭС	220	240,0	9,1
1	220	229,8	4,5
2	220	229,8	4,5
3	220	0,0	0,0
4	220	216,9	-1,4
5	220	221,7	0,8
6	220	221,7	0,8
Зейская ГЭС Н1	500	522,8	4,6
Зейская ГЭС 500	500	505,0	1,0
Зейская ГЭС 35	35	36,6	4,6
ПС Амурская 500	500	506,7	1,3
ПС Амурская Н1	500	513,5	2,7
ПС Амурская Н2	500	513,5	2,7
ПС Амурская 220	220	226,0	2,7
ПС Амурская 35	35	35,9	2,7
ПС 220 кВ Тунгала	220	225,1	2,3
ПС 220 кВ Февральская	220	226,9	3,1
ПС 220 кВ Рудная	220	230,8	4,9
ПС 220 кВ Уландочка	220	229,5	4,3
ПС 220 кВ Новокиевка	220	230,1	4,6
ПС 220 кВ Строительная	220	229,5	4,3
ПП Зея	220	228,8	4,0
ПС 220 кВ ГПП	220	228,2	3,7

1	2	3	4
ПС 220 кВ Восточная	220	228,2	3,7
ПС 220 кВ Ледяная	220	228,2	3,7
ПС 220 кВ Ледяная/т	220	226,1	2,8
ПС 220 кВ Шимановск	220	226,5	3,0
ПС 220 кВ Шимановск/т	220	226,7	3,1
ПС 220 кВ Мухинская/т	220	227,3	3,3
ПС 220 кВ НПС 24	220	227,3	3,3
ПС 220 кВ Сиваки	220	227,9	3,6
ПС 220 кВ Сиваки/т	220	227,3	3,3
ПС 220 кВ НПС 23	220	227,7	3,5
ПС 220 кВ Чалганы/т	220	226,7	3,0
Свободненская ТЭС	220	229,4	4,3

Данные по потерям активной мощности в существующей сети сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	24,47
Отключена ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т	31,7

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети являются минимальными.

К особенностям электроэнергетической системы Амурской области можно отнести большую протяженность линий напряжением 220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. Мы наблюдаем запас мощности на электрических станциях и возможность ее выдачи по пропускной способности ЛЭП.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ПОДСТАНЦИЯХ 220 КВ

В магистерской диссертации поставлена цель повышение эффективности и надежности электроснабжения Амурской области в связи со строительством ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2. После проведения мероприятий по повышению эффективности и надежности электроснабжения ожидается увеличение надежности электроснабжения в Амурской области и подключения новых крупных потребителей. Для того чтобы решать проблемы, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подстанции.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

Сегодня при проектировании развития той или иной сети, участка сети, схемы выдачи мощности, необходимо применение новых инновационных технологий для бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. Технологии, применяемые при проектировании подстанций рассмотрены ниже.

2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств

КРУЭ – это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока. Применение КРУЭ позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые РУ, а также обеспечивает возможность более легкого расширения распределительного устройства по сравнению с традиционными исполнениями. Компактное исполнение данного КРУЭ размерами 7715 мм (длина) x 2250 мм (ширина) x 4378 мм (высота, включая трансформатор напряжения) делает его идеальным для установки на ограниченном пространстве и с возможностью быстрого

монтажа, когда традиционные КРУЭ с номинальными параметрами 420 кВ, 4000 А и 63 кА не подходят для этих целей.

Встроенная в шкаф местного управления, панель управления приводами разъединителей и заземлителей, обеспечивает простой доступ к управлению аппаратной частью оборудования. Приводы включают индикаторы положения, доступ к ручному управлению и навесные замки для блокировки управления. Информация о плотности газа может передаваться комбинированным датчиком/монитором плотности и отображаться на лицевой панели шкафа местного управления. Все измерительные трансформаторы подключены к шкафу местного управления без дополнительных промежуточных клеммников. Площадка обслуживания обеспечивает удобный доступ к смотровым окнам и штуцерам для подключения газотехнологического оборудования. Компания АББ считает, что инновации являются ключом к ее конкурентным преимуществам, и постоянно инвестирует средства в научные исследования и разработки, чтобы добиться лидерства на рынке. Устройство ELK-3 основано на новаторской технологии КРУЭ, созданной в 60-е гг. XX в., и опыте установки более чем в 100 странах. Оно отвечает требованиям новейших международных стандартов (IEC/ANSI) или превосходит их и прошло типовые испытания в независимых лабораториях. Для создания обеспечивающей взаимодействие и соответствующей требованиям завтрашнего дня подстанции, в устройстве ELK-3 реализованы ключевые параметры стандарта IEC 61850. В стандарте определены строгие правила реализации взаимодействия между функциями и устройствами, используемыми для защиты, мониторинга, управления и автоматизации на подстанциях независимо от производителя, что означает надежность инвестиций в новейшее КРУЭ напряжением 420 кВ и продолжительный жизненный цикл вашего оборудования.

2.1.2 Применение дистанционного управления

В настоящее время ПАО «Россети» реализует инновационную программу «Дистанционное управление». Дистанционное управление – это управление на расстоянии отдельными элементами (выключателями, разъединителями,

заземляющими ножами) при помощи программного комплекса SCADA и устройства связи с объектом.

Вариант подключения дистанционного управления для ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 аналогичен.

Верхний уровень АСУ ТП реализован двумя базовыми серверами microscada. Средний уровень АСУ ТП реализован двумя контроллерами устройства связи с объектами ABB SAM600. Нижний уровень АСУ ТП реализован исполнительными механизмами ЭМО и ЭМИ выключателей и приводами электродвигателей разъединителей и заземляющих ножей.

Оперирование коммутационными аппаратами и заземляющими ножами происходит дистанционно из АРМ оперативного персонала или из индивидуальных терминалов диспетчеров центра управления сетями и системного оператора.

Эта возможность позволяет оперативному персоналу не находиться около высоковольтного оборудования тем самым исключает риски травматизма персонала.

Данная технология требует изменение в действиях оперативного персонала, соответствующих местным условиям. В качестве мер, препятствующих подачи напряжения на рабочее место вследствие самопроизвольного или ошибочного включения коммутационных аппаратов, используется перевод режима управление выключателем на местное для высоковольтных выключателей. Для разъединителей и заземляющих ножей используется отключение цепей питания приводов. Эти действия выполняются в шкафу местного управления при помощи ключа режима и автоматических выключателей.

В производстве оперативных переключений участвует персонал системного оператора и центра управления сетями, следовательно, требуется переработка типовых программ переключений и типовых бланков переключений [11].

С помощью интерфейса АРМ можно ориентироваться в схеме первичных электрических соединений, показаний потока мощности, напряжение на системах шин и значение тока. Изменения информации о положении коммутационных аппаратов происходит автоматически.

Существует риск попытки несанкционированного управления КУ и ЗН. В таких случаях оперативному персоналу необходимо перевести кнопки выбора режима управления контроллера присоединения в положение Local, вывести каналы ДУ и передачи телеметрической информации из работы. При этом наблюдаемость и управляемость ПС с АРМ сохраняется. Если данные мероприятия не возымели действия, обесточить серверы ПТК АСУ ТП отключением автоматов системы гарантированного питания АСУ ТП [12].

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования схемы выдачи мощности ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 потребуются следующие инновационные технологии:

- КРУЭ;
- Применение технологий подстанции нового поколения для ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2.

Возможность реализации предложенных решений рассмотрены в следующих главах.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС КУН-МАНЬЕ 1 И ПС КУН-МАНЬЕ 2

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети Амурской области путём включения в существующую схему ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2. Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2021 – 2026 годов» предполагается строительство ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2, предполагаемая электрическая мощность ПС составит до 15 МВт и 85 МВт.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

В данном разделе выполняется разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети в связи с строительством ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2, и их обоснование.

Вариант 1 предусматривает подключение ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжение 220 кВ [15]. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220 кВ Кун-Манье 1;
- строительство ПС 220 кВ Кун-Манье 2;
- строительство двух ВЛ 220 кВ от ПС Призейская;
- строительство двух ВЛ 220 кВ от ПС Кун-Манье 1.

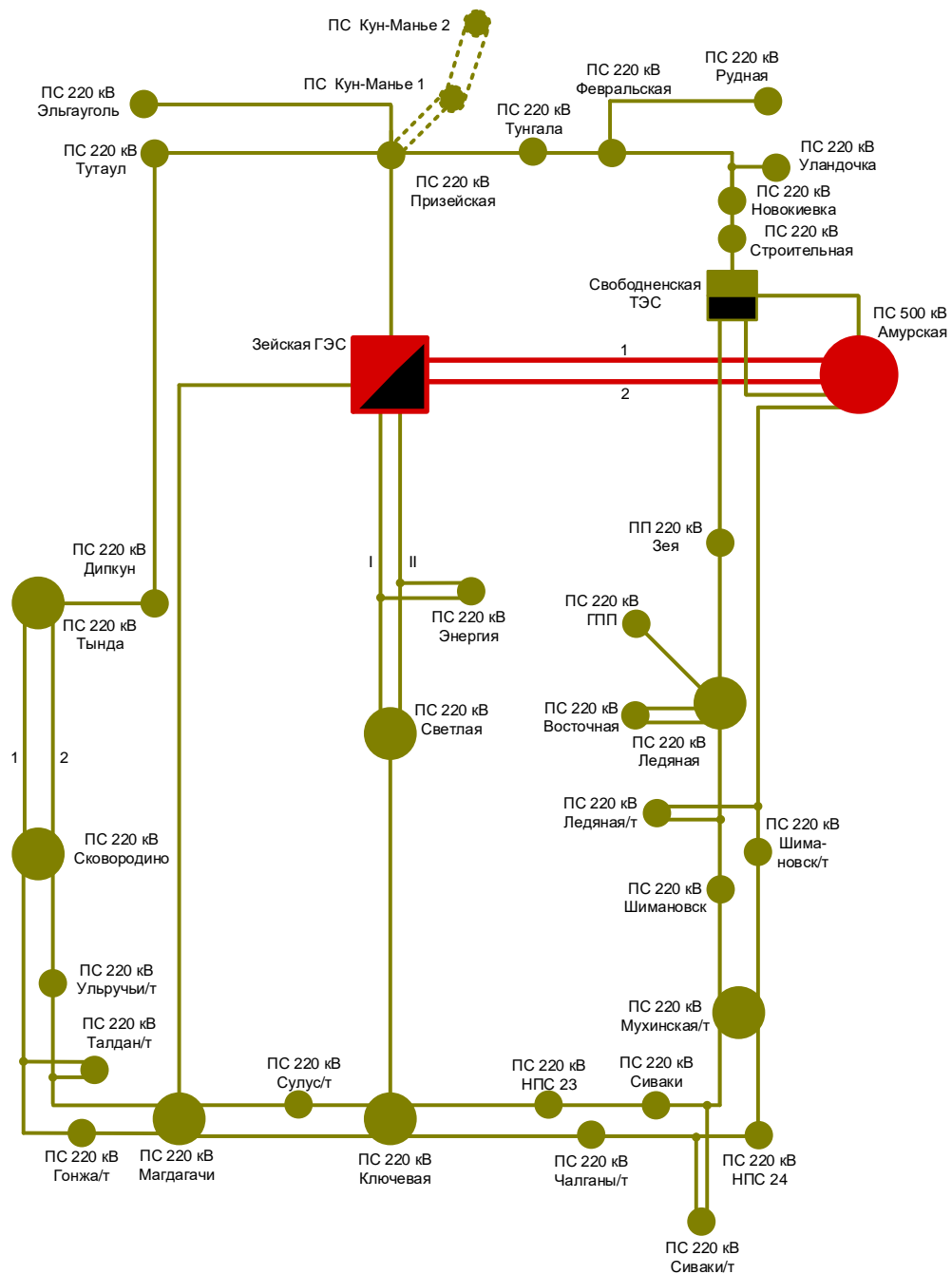


Рисунок 2 – Вариант подключения 1

Вариант 2 предусматривает подключение ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжении 220 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220 кВ Кун-Манье 1;
- строительство ПС 220 кВ Кун-Манье 2;
- строительство двух ВЛ 220 кВ от ПС Призейская;
- строительство двух отпаяк от ВЛ 220 кВ Призейская - Кун-Манье 2.

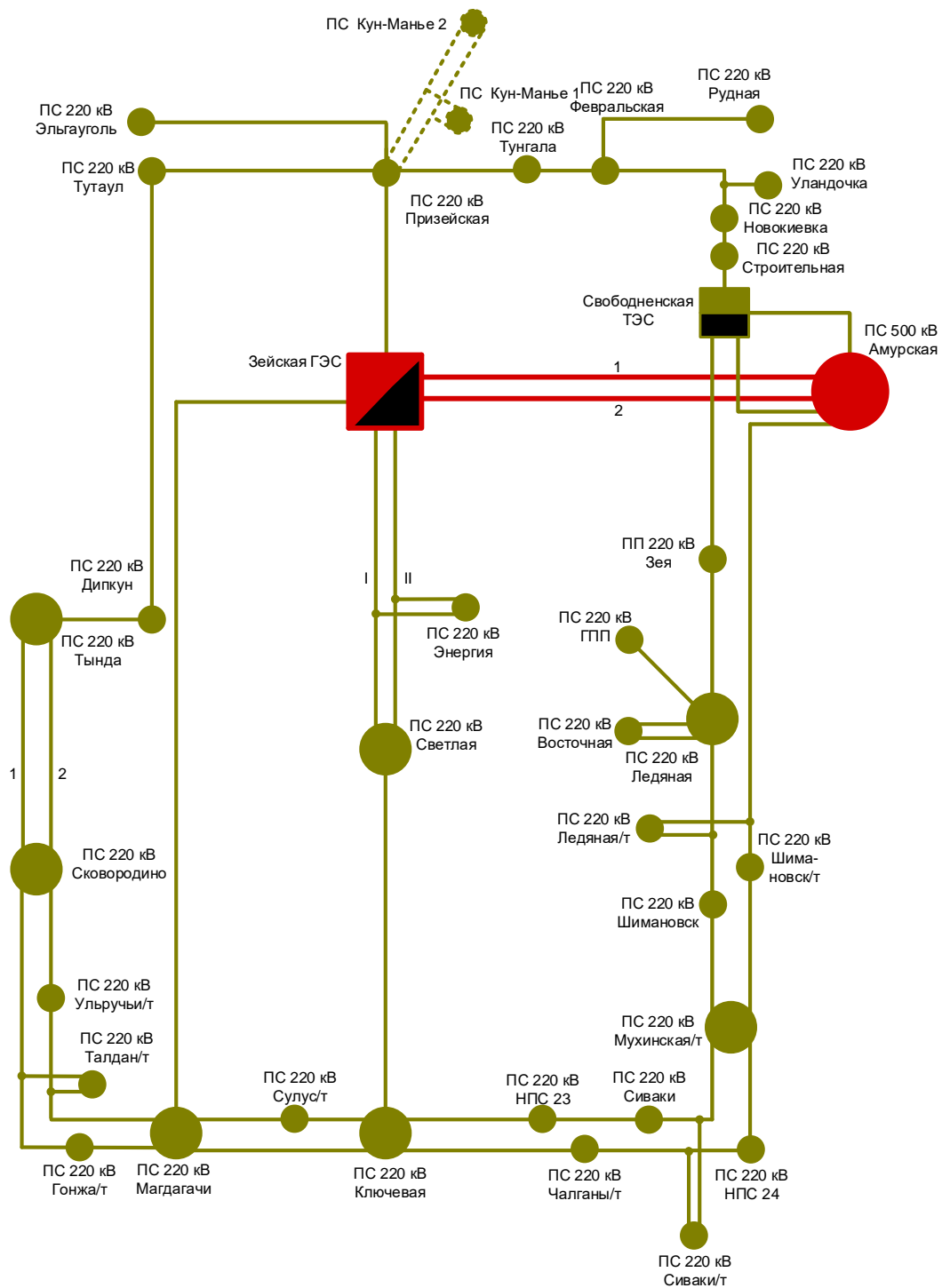


Рисунок 3 – Вариант подключения 2

В разделе было предложено два варианта подключения новых ПС к существующим сетям и описаны действия для их выполнения. Для оценки возможности реализации предложенных вариантов необходимо произвести их технический анализ.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС КУН-МАНЬЕ 1 И ПС КУН-МАНЬЕ 2

4.1 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

4.1.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжение 220 кВ

При подключении ПС Кун-Манье 1 к сетям 220 кВ необходимо строительство двух ВЛ 220 кВ от ПС Призейская длиной 110 км. При подключении ПС Кун-Манье 2 к сетям 220 кВ необходимо строительство двух ВЛ 220 кВ от ПС Кун-Манье 1 длиной 90 км [34].

Мощность силовых трансформаторов определяется из средней активной мощности и некомпенсированной преактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВ·А:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (11)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{срi}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность в зимний период.

$$S_{р \text{ Кун-Манье}} = \frac{\sqrt{85^2 + 20^2}}{2 \cdot 0,7} = 62,37 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформаторы ТДН – 63000/220.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}, \quad (12)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75. Проверка трансформаторов осуществляется в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (13)$$

где n – количество трансформаторов;

$S_{ном}$ – номинальная мощность одного трансформатора, МВ·А.

В таблице 19 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме.

Таблица 19 – Выбор силовых трансформаторов

Название ПС	$S_{тр.расч}$, МВ·А	Тип трансформатора	$S_{тр}$, МВ·А	$P_{ср}$, МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Кун-Манье 2	62.37	ТДН -63000/220/10	63	85	0,69	1.38
Кун-Манье 1	11.08	ТДН -16000/220/10	16	15	0,48	0.96

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ($0,5 \leq K_{зр} \leq 0,75$), в послеаварийном режиме ($1 \leq K_{з.па} \leq 1,5$). Вывод – выбираем данные трансформаторы для установки на ПС.

Для ПС Кун-Манье 1 выбираются следующие типовые схему РУ:

– схема РУ ВН (220 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9);

– схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для ПС Кун-Манье 2 выбираются следующие типовые схему РУ:

– схема РУ ВН (220 кВ): Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н).

– схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

– проектируемая ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнена проводами марки АС-240 расчет приведен в приложении Б.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима [44].

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально. В таблице 20 отображена токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме.

При отключении одной из линий или одного из трансформаторов на каждой ПС отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 20 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	421	690	61,1
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	336	630	53,3

1	2	3	4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	327	630	52,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	321	630	50,9
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	390	960	40,6
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	249	630	39,5
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	392	1000	39,2
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	392	1000	39,2
ПС 220 кВ Сквородино - 4	219	630	34,8
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	327	1000	32,7

Таблица 21 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, %
ПС Кун-Манье 1	220	222,4	1,09
ПС Кун-Манье 1	10	10,53	5,34
ПС Кун-Манье 2	220	218,2	-0,82
ПС Кун-Манье 2	10	10,11	1,08

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	560,9	690	81,3
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	435,7	630	69,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	420,2	630	66,7
ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	368,0	630	58,6
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	350,8	630	57,8
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	330,9	630	54,8
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	511,5	960	53,3
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	313,0	630	52,4
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	310,0	630	49,2
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	454,1	1000	45,4
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	454,1	1000	45,4

1	2	3	4
ПС 220 кВ Сквородино - 4	280,3	630	44,5
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	429,6	1000	43,0
ПС 220 кВ Призейская - ПС Кун-Манье 1	251,5	610	42,7
ПС Кун-Манье 1 - ПС Кун-Манье 2	221,5	610	37,8
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	177,2	630	34,2
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	177,2	630	34,2
Зейская ГЭС - 2	332,6	1000	33,3
Зейская ГЭС - 1	332,6	1000	33,3
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	209,0	630	33,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	195,8	630	31,1

Таблица 23 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
ПС Кун-Манье 1	220	235,1	6,9
ПС Кун-Манье 1	10	10,7	7,5
ПС Кун-Манье 2	220	225,9	2,7
ПС Кун-Манье 2	10	10,9	8,6

Таблица 24 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
ПС Кун-Манье 1	220	229,86	4,48
ПС Кун-Манье 1	10	10,81	8,07
ПС Кун-Манье 2	220	225,05	2,29
ПС Кун-Манье 2	10	10,76	7,55

Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	418	690	60,6

1	2	3	4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	354	630	56,2
ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	329	630	52,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	313	630	49,7
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	397	960	41,3
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	252	630	40
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	396	1000	39,6
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	396	1000	39,6
ПС 220 кВ Сквородино - 4	213	630	33,9
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	332	1000	33,2

4.1.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжение 220 кВ

При подключении ПС Кун-Манье 2 к существующим сетям необходимо строительство 2 линий от ПС Призейская протяженностью 200 км. При подключении ПС Кун-Манье 1 к сетям 220 кВ необходимо строительство двух отпаяк от ВЛ 220 кВ Призейская - Кун-Манье 2 длиной 50 км.

Для ПС Кун-Манье 1 выбираем следующие типовые схемы РУ:

– схема РУ ВН (220 кВ): Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н);

– схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для ПС Кун-Манье 2 выбираем следующие типовые схему РУ:

– схема РУ ВН (220 кВ): Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н);

– схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Кун-Манье 1 предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН - 16000/220/10. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Кун-Манье 2 предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН - 63000/220/10.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС-240 расчеты приведены в приложении Б. В таблице 26 представлена токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима [38].

Таблица 26 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	423	690	61,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	350	630	55,5
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	335	630	53,1
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	319	630	50,6
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	395	960	41,2
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	394	1000	39,4
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	394	1000	39,4
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	237	630	37,6
ПС 220 кВ Сквородино - 4	218	630	34,5
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	331	1000	33,1

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	561,7	690	81,4

1	2	3	4
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	438,9	630	69,7
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	423,1	630	67,2
ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	362,0	630	57,6
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	346,1	630	56,8
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	327,4	630	54,0
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	506,4	960	52,7
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	310,5	630	51,6
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	293,1	630	46,5
ПС 220 кВ Сквородино - 4	283,0	630	44,9
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	443,5	1000	44,4
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	443,5	1000	44,4
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	425,1	1000	42,5
ПС 220 кВ Призейская – Оп1	253,5	610	42,4

Таблица 28 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_ расч	I/I_dop
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	425	690	61,7
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	344	630	54,7
ПС 220 кВ Ульручьи/т - 3	336	630	53,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручьи/т	321	630	50,9
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	396	960	41,3
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	393	1000	39,3
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	393	1000	39,3
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	236	630	37,4
ПС 220 кВ Сквородино - 4	219	630	34,7

Таблица 29 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
ПС Кун-Манье 1	220	230,57	4,81
ПС Кун-Манье 1	10	10,93	9,27
ПС Кун-Манье 2	220	226,3	2,86
ПС Кун-Манье 2	10	10,51	5,09

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
ПС Кун-Манье 1	220	233,8	6,3
ПС Кун-Манье 1	10	10,7	6,9
ПС Кун-Манье 2	220	222,8	1,3
ПС Кун-Манье 2	10	10,7	7,1

Таблица 31 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
ПС Кун-Манье 1	220	226,23	2,83
ПС Кун-Манье 1	10	10,63	6,31
ПС Кун-Манье 2	220	220,7	0,32
ПС Кун-Манье 2	10	10,51	5,07

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными. В послеаварийном режиме также напряжения в узлах сети и токовая нагрузка по оборудованию остаются в допустимых пределах.

4.2 Тепловой расчет трансформатора

Для этого используется типовой график электрических нагрузок для подстанции и рассчитывается мощность на каждый час в таблице 32.

Таблица 32 – Типовой ГЭН для ПС Кум-Манье 1

Часы	S тр1, МВА	S тр2, МВА	S сумм, МВА	S ном
1	4,05	4,05	8,1	16
2	3,30	3,30	6,6	16
3	2,85	2,85	5,7	16
4	2,10	2,10	4,2	16
5	2,40	2,40	4,8	16
6	2,10	2,10	4,2	16
7	2,78	2,78	5,55	16
8	3,30	3,30	6,6	16
9	6,00	6,00	12	16
10	7,50	7,50	15	16
11	6,75	6,75	13,5	16
12	7,05	7,05	14,1	16
13	6,00	6,00	12	16
14	6,75	6,75	13,5	16
15	7,13	7,13	14,25	16
16	4,50	4,50	9	16
17	4,80	4,80	9,6	16
18	5,10	5,10	10,2	16
19	4,65	4,65	9,3	16
20	3,75	3,75	7,5	16
21	4,05	4,05	8,1	16
22	4,80	4,80	9,6	16
23	5,10	5,10	10,2	16
24	4,35	4,35	8,7	16

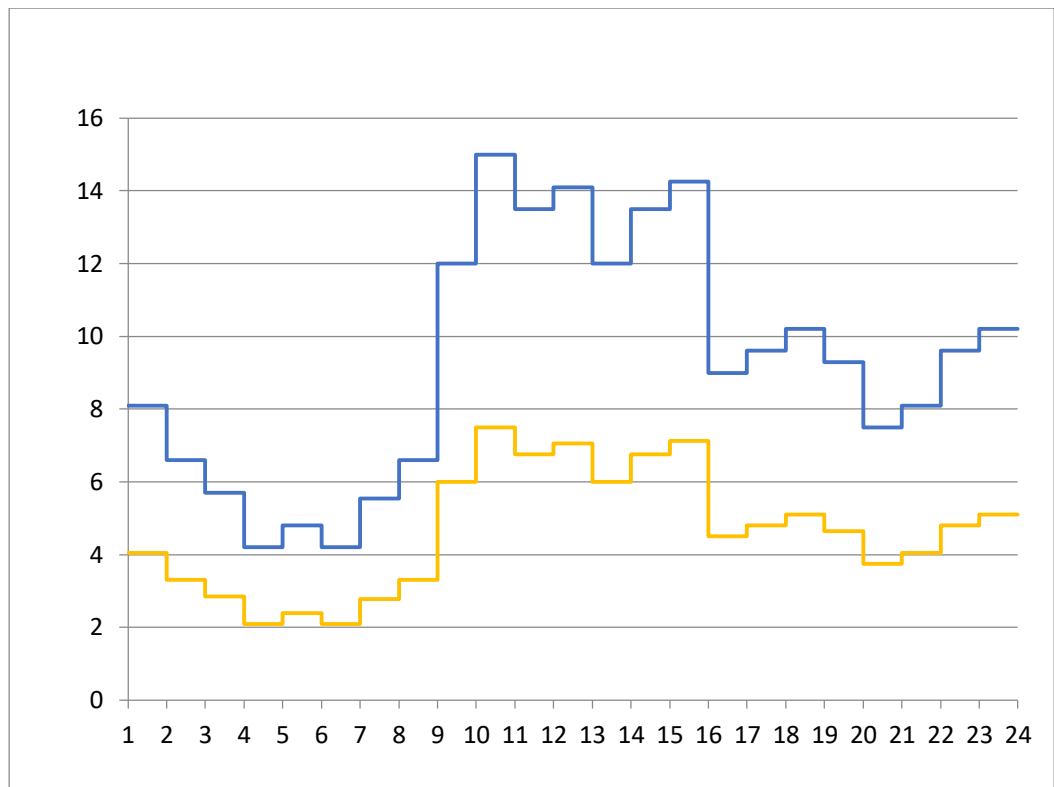


Рисунок 4 – Типовой ГЭН для ПС Кум-Манье 1

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный.

Исходный график нагрузки разбивается на 12 частей с интервалом 2 часа, на каждом интервале рассчитывается средняя мощность нагрузки отображен на рисунке 5. Подробный расчет приведен в приложении Ж.

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\theta_{ннт} = \theta_{охл} + V_{ннт.м} + V_{м}, \quad (14)$$

$$\theta_{ннт} = -18,6 + 38,75 + 15,34 = 35,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равна 115 °С и 140 °С при напряжении больше 110 кВ.

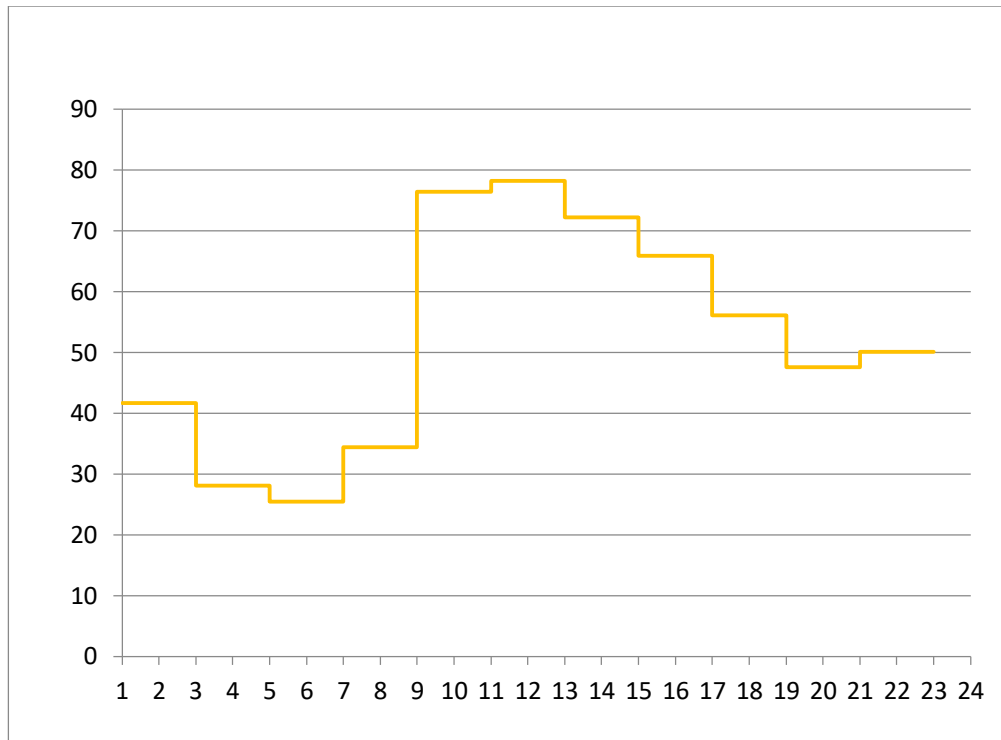


Рисунок 5 – Преобразование реального суточного графика нагрузок в многоступенчатый

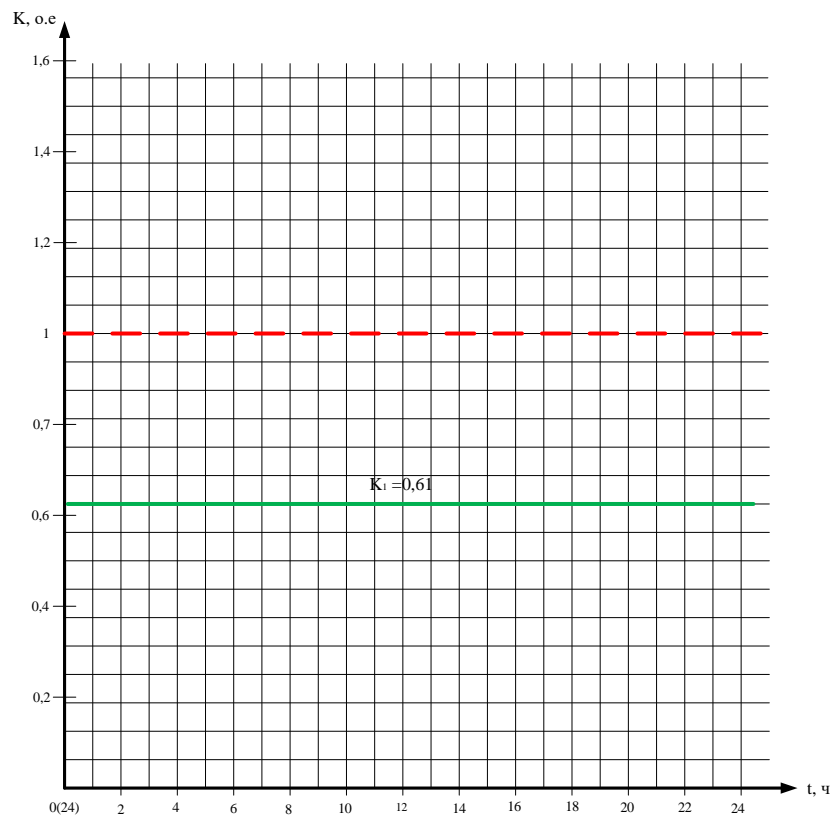


Рисунок 6 – Преобразованный двухступенчатый суточный график нагрузок

Таблица 33 – Типовой ГЭН для ПС Кум-Манье 2

Часы	S тр1, МВА	S тр2, МВА	S сумм, МВА	S ном
1	22,95	22,95	45,9	63
2	18,70	18,70	37,4	63
3	16,15	16,15	32,3	63
4	11,90	11,90	23,8	63
5	13,60	13,60	27,2	63
6	11,90	11,90	23,8	63
7	15,73	15,73	31,45	63
8	18,70	18,70	37,4	63
9	34,00	34,00	68	63
10	42,50	42,50	85	63
11	38,25	38,25	76,5	63
12	39,95	39,95	79,9	63
13	34,00	34,00	68	63
14	38,25	38,25	76,5	63
15	40,38	40,38	80,75	63
16	25,50	25,50	51	63
17	27,20	27,20	54,4	63
18	28,90	28,90	57,8	63
19	26,35	26,35	52,7	63
20	21,25	21,25	42,5	63
21	22,95	22,95	45,9	63
22	27,20	27,20	54,4	63
23	28,90	28,90	57,8	63
24	24,65	24,65	49,3	63

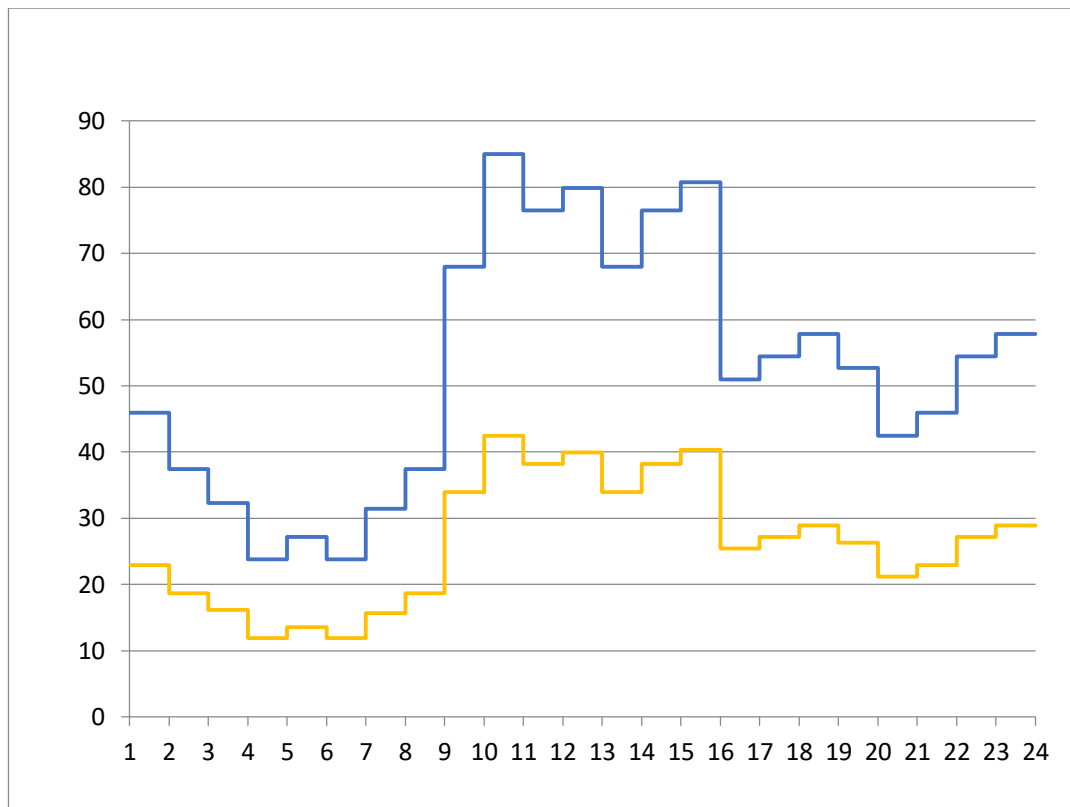


Рисунок 7 – Типовой ГЭН для ПС Кум-Манье 2

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный.

Исходный график нагрузки разбивается на 12 частей с интервалом 2 часа, на каждом интервале рассчитывается средняя мощность нагрузки отображен на рисунке 8. Подробный расчет приведен в приложении Ж.

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\theta_{нит} = -18,6 + 58,77 + 29,34 = 69,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равна 115 °С и 140 °С при напряжении больше 110 кВ.

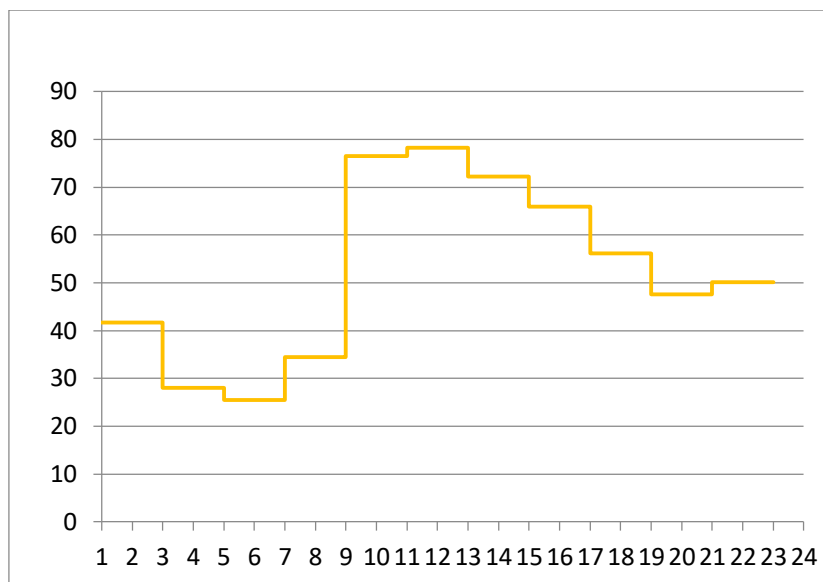


Рисунок 8 – Преобразование реального суточного графика нагрузок в Многоступенчатый

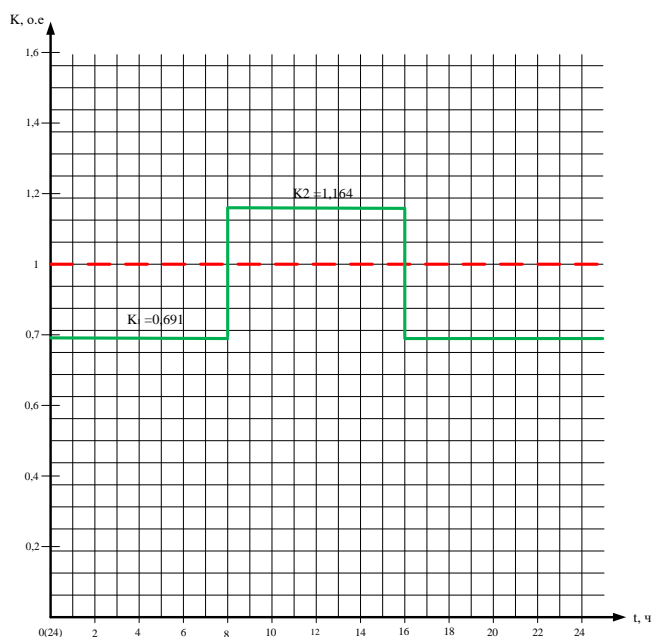


Рисунок 9 – Преобразованный двухступенчатый суточный график нагрузок

Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод что реализация предложенных вариантов позволяет решить поставленную задачу для подключения нового месторождения. Из двух рассмотренных вариантов для дальнейшего выбора наилучшего варианта произведем технико-экономическое обоснование вариантов 1 и 2.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Целью данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

5.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (15)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на вооружение ЛЭП.

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

- стоимость распределительных устройств;
- трансформаторы (АТ);
- компенсирующие и регулирующие устройства;
- постоянная часть затрат;
- затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

– 1,5 – 2,0 % – временные здания и сооружения;

– 8,5 – 9,0 % – прочие работы и затраты;

– 1,0 – 1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

– 10,0 – 11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (16)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (17)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 10,57$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета

капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 34, для варианта №2 представлены в таблице 35.

Таблица 34 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	68800
Трансформаторы	16200
Постоянная часть затрат	11400
Стоимость распределительных устройств	42000
Ячейка ОРУ	2200

Таблица 35 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	86000
Трансформаторы	16200
Постоянная часть затрат	11400
Стоимость распределительных устройств	35000
Ячейка ОРУ	2200

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 2199852,077$ тыс.руб;
- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 2512000$ тыс.руб.

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р.} + I_{\Delta W}, \quad (18)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р.}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.р.} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (19)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,007\%$; $\alpha_{тэоПС} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (20)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ кВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (21)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Б, а для варианта №2 в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Издержки

Вариант	$I_{Э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	74190	123900	58822	256900
№2	80830	142900	64740	288500

5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (22)$$

где E – норматив дисконтирования, данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	2199852.077	256900	476869.815
2	251200	288500	539651.186

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 6278 тыс. руб. по сравнению с вариантом №2.

5.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей [9].

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (23)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт·ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;
 $y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении,
у.е./кВт;

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (24)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (25)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт·ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для ПС Кун-Манье 1,2 представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет величины ущерба для ПС Кун-Манье 1,2

Объект	у, кВт	$T_{ср}$, ч	Y, тыс.руб
Кун-Манье 1	373350	139.93	15000
Кун-Манье 2	211600	138.83	84330

5.5 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности варианта №1: основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта. Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$Q_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (26)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (27)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 100000 \cdot 5200 = 520000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

$$Q_{Pt} = 520000 \cdot 1,07 = 556400 \text{ тыс.руб}.$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{б}t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t, \quad (28)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 (П_{\text{б}t}). \quad (29)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{\text{ч}t}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\text{б}t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{\text{ч}t} = П_{\text{б}t} - H_t, \quad (30)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [14].

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (31)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 10.

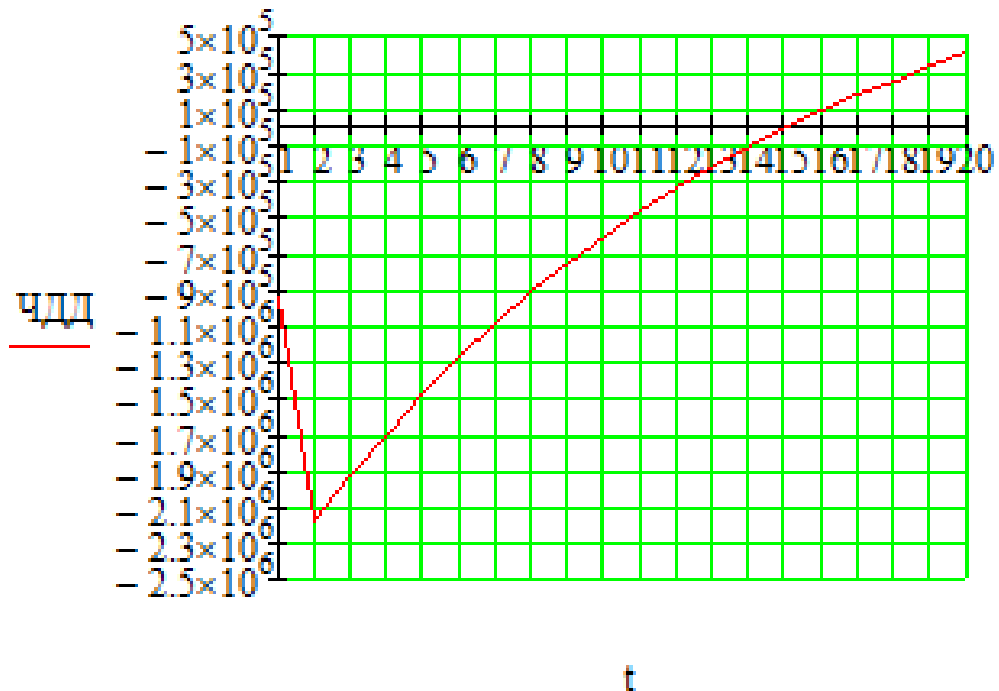


Рисунок 10 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 15 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (32)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается

положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

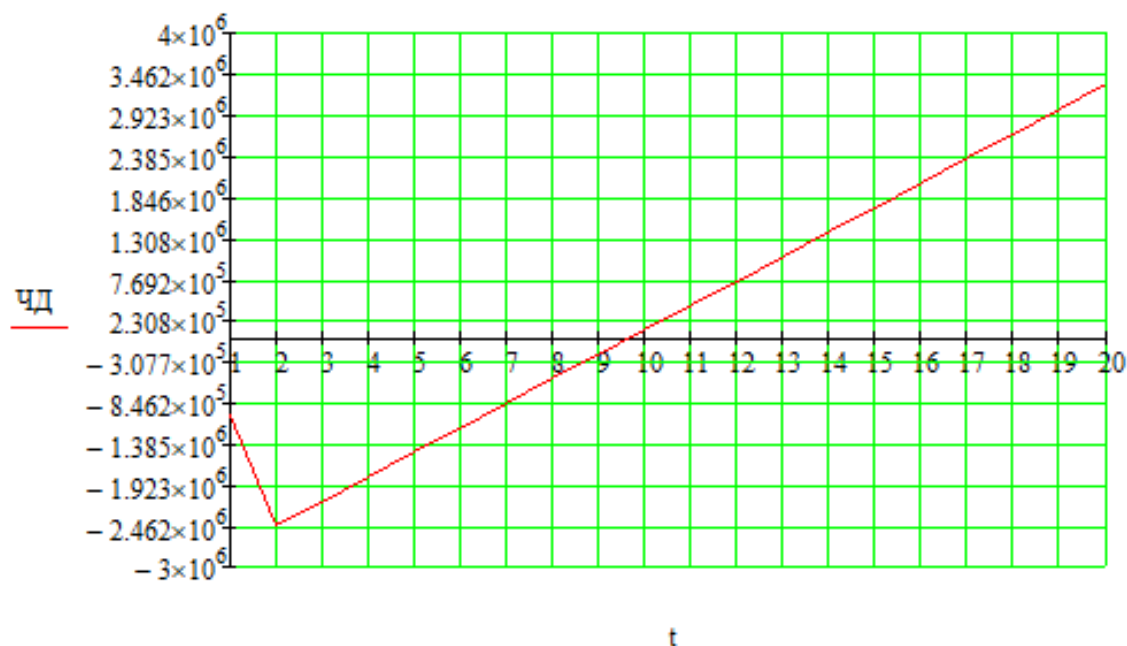


Рисунок 11 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2200 миллионов руб. составит 15 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.183$). Рентабельность проекта составит 14.62 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220кВ ПС Кун – Манье при подключении в соответствии с вариантом №1.

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПС Кун - Манье.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

6.1 Расчет ТКЗ в программе RastrWin3

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 39 – Узлы/Несим/ИД

Тип	№ узла	Название	Уном
1	2	3	4
зак	2	ПС Дипкун	220
зак	3	ПС Тугаул	220
зак	4	ПС Призейская	220
зак	7	ПС Тунгала	220
зак	8	ПС Февральская	220
зак	9	ПС Уландочка	220
зак	10	ПС Новокиевка	220
зак	11	ПС Амурская 220	220
зак	14	ПС Амурская 500	500
у	12	Амурская АТ ВН	500
у	13	Амурская АТ ВН	500
у	131	Амурская АТ НН	10
зак	16	ПС Ледяная	220
зак	161	ПС Ледяная/т	220
зак	17	ПС Шимановск	220
зак	18	ПС Шимановск/т	220
зак	19	ПС Мухинская/т	220
зак	20	ПС НПС-24	220
зак	21	ПС Сиваки/т	220
зак	22	ПС Сиваки	220
зак	22	НПС-23	220
зак	23	ПС Чалганы	220
зак	24	ПС Ключевая	220
зак	25	ПС Сулус/т	220
зак	26	ПС Магдагачи	220
зак	33	ПС Светлая	220
зак	34	Зейская ГЭС 220	220
зак	35	Зейская ГЭС 500	500
у	351	Зейская ГЭС АТ ВН	500

1	2	3	4
у	352	Зейская ГЭС АТ НН	10
зак	5	ПС Эльгауголь	220
у	51	Кун-манье 1	220
у	52	Кун-манье 1	220
у	54	Кунманье 2	10
у	534	Кун-манье 2	10

Таблица 40 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0	Кт/г
1	2	3	4
ПС Дипкун - ПС Тутаул	23.29	69.884	
ПС Тутаул - ПС Призейская	42.32	127.027	
ПС Тунгала - ПС Февральская	71.49	214.414	
ПС Февральская - ПС Уландочка	34.61	103.830	
ПС Уландочка - ПС Новокиевка	39.91	119.730	
ПС Новокиевка - ПС Амурская 220	35.12	105.360	
ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	107.98	323.940	
ПС Амурская 500 - Зейская ГЭС 500	109.25	327.750	
ПС Амурская 220 - ПС Ледяная	19.86	59.580	
ПС Ледяная - ПС Ледяная/т	1.33	3.990	
ПС Ледяная/т - ПС Шимановск	16.94	50.820	
ПС Ледяная/т - ПСШимановск/т	15.62	46.860	
ПС Шимановск - ПС Мухинская/т	22.61	67.830	
ПСШимановск/т - ПС Мухинская/т	23.68	71.040	
ПС Мухинская/т - ПС НПС-24	6.13	18.390	
ПС НПС-24 - ПС Сиваки/т	17.40	52.200	
ПС Мухинская/т - ПС Сиваки/т	23.21	69.630	
ПС Сиваки/т - ПС Сиваки	1.18	3.540	
ПС Сиваки/т - ПС Чалганы	10.48	31.440	
ПС Сиваки - ПС Ключевая	33.43	100.290	
ПС Ключевая - ПС Светлая	48.18	144.540	

	2	3	4
ПС Ключевая - ПС Сулус/т	8.96	26.880	
ПС Сулус/т - ПС Магдагачи	13.70	41.100	
ПС Ключевая - ПС Магдагачи	23.42	70.260	
ПС Магдагачи - Зейская ГЭС 220	55.31	165.930	
Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС 220	113.50	113.500	0.440
Зейская ГЭС АТ ВН - Зейская ГЭС АТ НН			0.020
Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС АТ ВН	61.10	61.100	1.000
ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	61.10	61.100	1.000
ПС Амурская 500 - Амурская АТ ВН	61.10	61.100	1.000
Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220			0.440
Амурская АТ ВН - ПС Амурская 220			0.440
Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	113.50	113.500	0.022
Амурская АТ ВН - Амурская АТ НН	113.50	113.500	0.022
ПС Амурская 220 - ПС Ледяная/т	19.86	59.580	
ПС Чалганы - ПС Ключевая	10.48	31.443	
Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	78.85	236.550	
ПС Призейская - ПС Кун - манье	114.97	344.910	
ПС Призейская - ПС Кун - манье	114.97	344.910	
Зейская ГЭС 220 - ПС Призейская	78.85	236.550	

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (33)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$.

Таблица 41 – Значения токов кз на шинах ПС «Кун-Манье»

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПС «Кун-Манье 1»	1,458	3,67	1,834
НН ПС «Кун-Манье 1»	11,132	24,403	9,6934

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

6.2 Разработка и выбор оптимального варианта

Распределительные устройства подразделяются на следующие конструктивные исполнения:

– открытые (ОРУ) распределительные устройства – это устройства, у которых основное оборудование располагается на открытом воздухе. ОРУ обладают следующими достоинствами:

- удобный доступ для наблюдения за всем оборудованием;
- простота расширения и модернизации;
- относительно низкая цена.

– закрытые (ЗРУ) распределительные устройства – это устройства, оборудование которых устанавливается в закрытых помещениях.

Такие устройства применяются при строительстве подстанций вблизи жилых домов, а также в районах Крайнего Севера. Главным достоинством ЗРУ по сравнению с ОРУ является меньшая занимаемая площадь, поскольку расстояние между токоведущими частями в закрытых устройствах меньше, чем в открытых. Размещение таких устройств обосновано на промышленных предприятиях и в городских условиях с интенсивной застройкой.

Так как район проектирования подстанции находится вблизи строящегося микрорайона, было принято решение возводить подстанцию с закрытым распределительным устройством КРУЭ 220 кВ типа ЯГГ - 220.

ЯГГ - 220 кВ состоит из отдельных модулей. Оборудование помещено в металлическую оболочку, заполненную элегазом (SF₆) или смесью газов.

Особенности КРУЭ ЯГГ- 220 кВ:

– КРУЭ ЯГГ -220 кВ выполнено в трехфазном исполнении, ширина модуля 900 мм;

– расположение трех фаз в одном модуле КРУЭ ЯГГ-220 кВ дает возможность транспортировать подстанцию отдельными модулями и на месте монтажа подстанции модули состыковываются между собой, что снижает затраты на монтаж подстанции;

– в КРУЭ ЯГГ-220 кВ три токоведущие фазы находятся в одном объеме, это позволило минимизировать количество сопряжений и повысить надежность герметизации. Барьерные изоляторы КРУЭ снабжаются высокоэффективными уплотнительными кольцами, исключающими утечку элегаза.

– корпус модулей изготовлен из алюминиевого сплава, поэтому на корпусе модуля не наводятся токи индукции, не происходит потерь электроэнергии, корпус не нагревается токами электромагнитной индукции.

Проведем проверку КРУЭ. Выбор и проверку будем осуществлять с соответствии с методикой.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделе 5.

6.3 Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ

Условия выбора:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} ;$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}};$$

$$1250 \text{ А} \geq 282 \text{ А}.$$

– по предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}};$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,45 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$79 \text{ кА} \geq 3,76 \text{ кА}.$$

– по тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{(с.в.)}} + t_{\text{(р.з.)}}) + T_a), \quad (34)$$

где T_a – постоянная затухания;

$t_{\text{с.в.}}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{р.з.}}$ – ступень селективности.

Таблица 42 – Время отключения выключателей

№ выключателя	$t_{p.з.}, c$	T_a, c	$t_{c.в.}, c$	$t_{откл.}, c$
ОРУ 220 кВ				
1	0,1	0,05	0,05	0,15
ОРУ 110 кВ				
2	0,05	0,01	0,03	0,08

$$B_{к.ном} \geq B_{к},$$

$$B_{к} = 1,45^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 43.

Таблица 43 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max1} = 282 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п0} = 1,45 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 3,76 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$I_{п0} = 1,45 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{дин}$
$i_{дин} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 3,76 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 1,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{аном.}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} < B_{кном}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации [29].

6.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатели КРУЭ обладают следующими особенностями:

- надежная включающая и отключающая способность;
- низкий шум;
- самоконтроль системы;
- не требует технического обслуживания;
- однофазное автоматическое повторное включение.

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ ЯГГ - 220 кВ.

Проверим выключатель по основным параметрам:

- выключатель проверяется по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ} .$$

- выключатель проверяется по длительно допустимому току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ном}} ;$$

$$1250 \text{ А} \geq 282 \text{ А} .$$

- выключатель проверяется по отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}} ;$$

$$63 \text{ А} \geq 1,45 \text{ А} ;$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} ;$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,45;$$

$$63 \text{ A} \geq 3,76 \text{ A}.$$

– выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 1,45^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (35)$$

где $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания термического тока по каталогу.

$$63^2 \cdot 3 \geq 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$11907 \geq 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора сведены в таблицу 44.

Таблица 44 – Параметры выключателя КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ A}$	$I_{\text{max1}} = 282 \text{ A}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,45 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 3,76 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,45 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 3,76 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 1,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

6.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Таблица 45 – Разъединитель КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 282 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,45 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 3,76 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 1,45 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 3,76 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} = 1,77 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} < i_{\text{аном.}}$
$W_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 42 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} < W_{\text{кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Таблица 46 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	60 – 75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}, \quad (36)$$

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{np} + r_k, \quad (37)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

r_{np} – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2}. \quad (38)$$

КРУЭ 220 кВ:

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{2н} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом}.$$

Таблица 47 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3020	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 48 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_n$
$I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 282 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,76 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$
$B_{\text{Кном}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{Кном}} > B_{\text{к}}$

6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ.

Таблица 49 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима- 200	10	1	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	16	4	4	64
Итого					88

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ В}\cdot\text{А} \leq 120 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\Sigma} = 88 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор напряжения прошел проверку.

6.8 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 70мм наружным диаметром трубной шины, 64мм внутренний диаметр трубной шины.

$$I_{доп} = 925 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxВН} \leq I_{доп};$$

$$282 \leq 925 - \text{условие выполняется.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (39)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{88,6 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2.$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (40)$$

$$J = \frac{3,14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4.$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (41)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,35$ м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yД}^2}{a}, \quad (42)$$

где a – расстояние между фазами для 110 кВ равно 2 м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{36490^2}{2} = 198,7 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (43)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (44)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{198,7 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 37,65 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (45)$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 40$ МПа, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 51 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 282 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 42 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 140 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 88,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

6.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора:

– по номинальному напряжению условие выполняется:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (46)$$

$$220 \leq 220;$$

– по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{ДОП}; \quad (47)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (48)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \tag{49}$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \tag{50}$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н}.$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-110-400 с допустимой нагрузкой на изгиб. Сопоставление данных опорных изоляторов представлено в таблице 52.

Таблица 52 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

7 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ И ВЕЛИЧИНЫ УЩЕРБА

Для определения показатели надежности ПС для варианта 1 и ее объектов аналитическим методом. Составляется расчетная схема, расчетные схемы представлены на рисунке 12 и рисунке 13. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме.

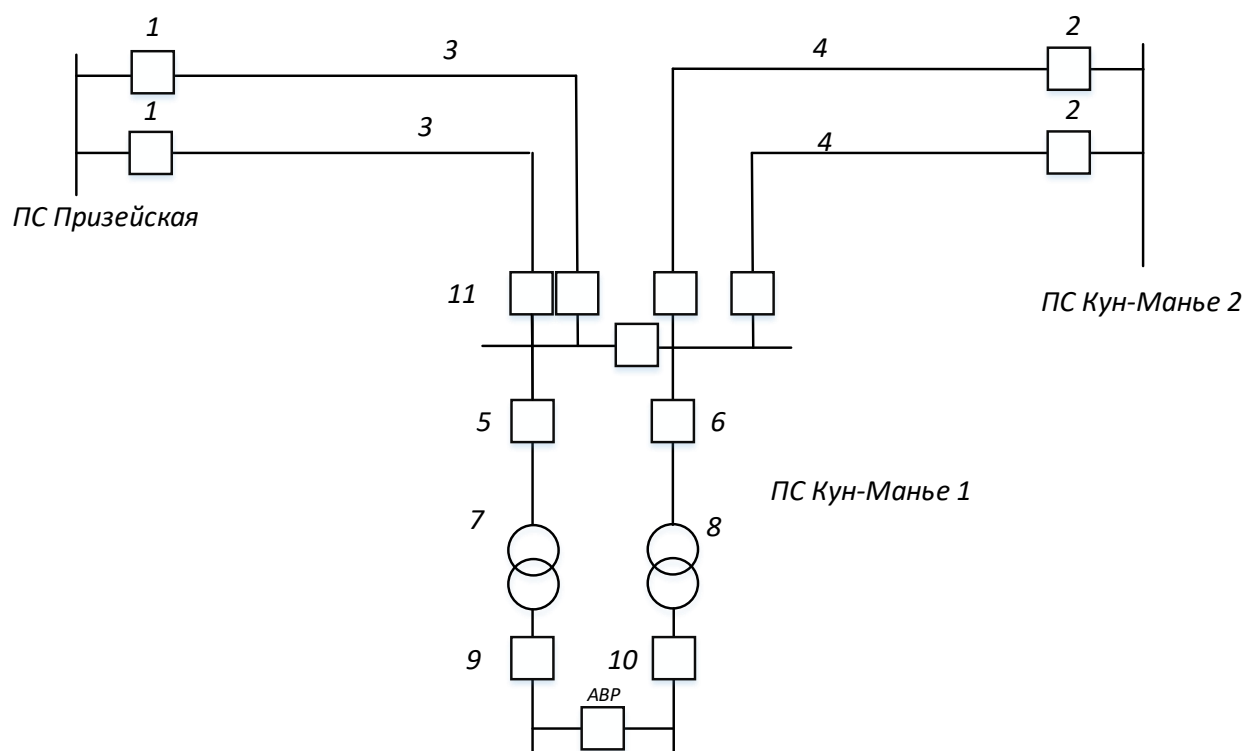


Рисунок 12 – расчетная схема для определения надежности Кун-Манье 1

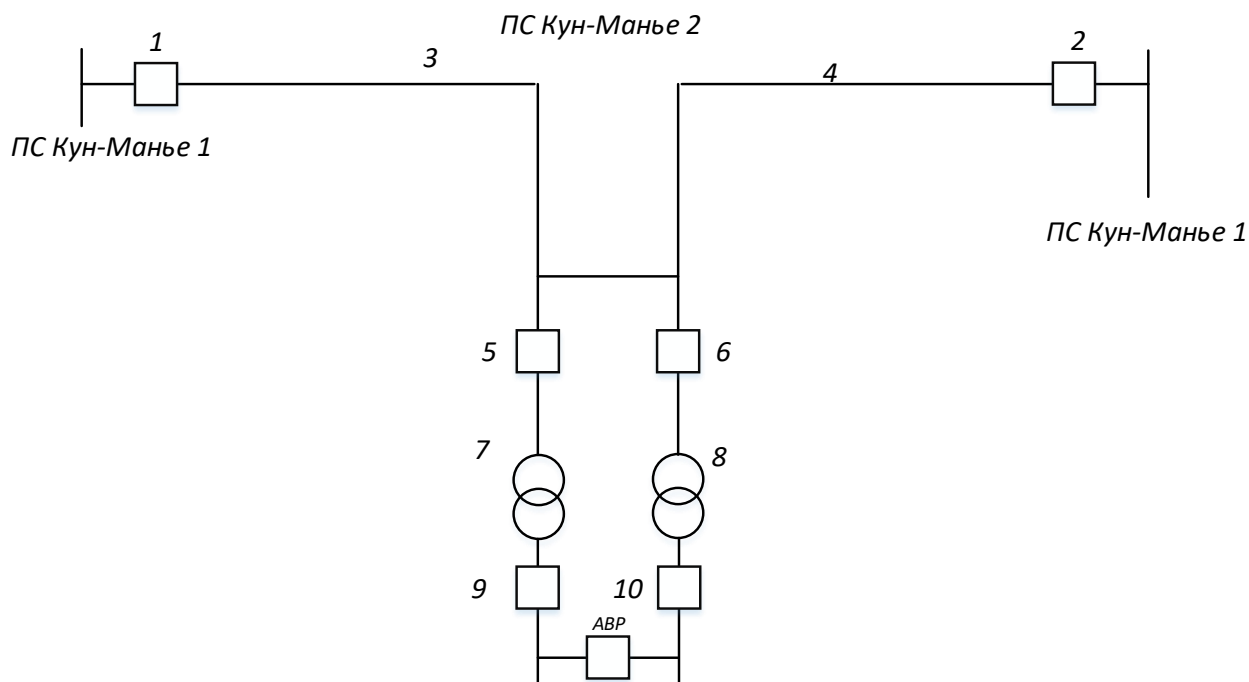


Рисунок 13 – расчетная схема для определения надежности Кун-Манье 2

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним

эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;

– время безотказной работы $t_{без}$, лет;

– время восстановления t_B , час.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (51)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт·ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (52)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [24]:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (53)$$

где T_{cp} – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт·ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для ПС Кун-Манье 1,2 представлен в таблице 53.

Таблица 53 – Расчет величины ущерба для ПС Кун-Манье 1,2

Объект	y , кВт	T_{cp} , ч	Y , тыс.руб	ω , 1/год	t_B , час	$t_{без}$, лет
Кун-Манье 1	89020	138.83	35470	0.011	5.94	87.25
Кун-Манье 2	15060	139.38	6025	0.005	8.88	181.5

В данном разделе произведены расчеты показателей надежности для ПС для варианта №1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос возможности подключения ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 для электрификации крупных потребителей в Амурской области.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, Северного энергорайона из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий, также при расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается. После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается имеются резерв по генерирующей мощности и по пропускной способности ЛЭП. В ходе проектирования был проведён структурный и режимный анализ существующей электрической сети района подключения ПС Кун-манье 1 и ПС Кун-манье 2.

Был проведен расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрического оборудования, рассчитаны параметры надежности электроснабжения проектируемой ПС Кун-манье 1 и ПС Кун-манье 2.

Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением развития электрической сети при подключении ПС Кун-Манье 1 и ПС Кун-Манье 2 к ПС Призейская на напряжение 220 кВ ПС Кун-Манье 1 посредством двух ВЛ 220 кВ от ПС Призейская длиной 110 км, а ПС Кун-Манье 2 посредством двух ВЛ 220 кВ от ПС Кун-Манье 1 длиной 90 км.

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2200 миллионов руб. составит 15 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDD > 1$ ($IDD = 1.183$). Рентабельность проекта составит 14.62 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Баглейбтер, О. И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ /О.И. Баглейбтер // Новости ЭлектроТехники.– 2008.– № 5(53) – С 45.

2 Бурман, А. П. Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / А. П. Бурман [и др.]; под общ. ред. чл.–корр. РАН Е.В. Аметистова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.– 455 с.

3 Востросаблин, А. А. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах / А. А. Востросаблин, Б. Н. Неклепаев // Электричество. – 1999. – № 8.

4 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов: Феникс, 2006. – 719 с.

5 Главгосэкспертиза одобрила строительство ЛЭП для Амурского ГХК [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.akm.ru/news/glavgosekspertiza_odobрила_stroitelstvo_lep_dlya_amurskogo_gkhk/h – 1.– 22.04.2023.

6 Горелик, Т. Г. Цифровая подстанция. Подходы к реализации. / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко, Н. А. Дони. – Издательский дом МЭИ, 2013. – 75 с.

7 Гринь, М. А. Интеллектуализация переключательного пункта/ М. А. Гринь // Сборник статей Международного научно-исследовательского конкурса «RESEARCH SUCCESS 2021», 2021. – 20 с.

8 Гринь, М. А. Методы и критерии оценки эффективности использования энергии / М. А. Гринь // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Цифровизация: Россия и СНГ в контексте глобальной трансформации», 2020. – 57 с.

9 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В. Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

10 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. – Дата доступа: 07.03.2021.

11 Костюк, Б. Н. Повышение эффективности деятельности оперативного персонала при наличии автоматизированного рабочего места пункта переключения 220 кВ «Зея»/ Б. Н. Костюк // Молодёжь 21 века: шаг в будущее: материалы 23 региональной научно-практической конференции. – 2022. – Т.4. – С. 80-82.

12 Костюк, Б. Н. Анализ использования дистанционного управления оперативным персоналом на ПП 220 кВ «Зея»/ Б. Н. Костюк // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. трудов X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – 2022. – С. 62-64

13 Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б. Ю. Липкин. – Высшая школа, 2010. – 366 с.

14 Методика расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности в электроэнергетике // ЗАО ПФК «СКАФ»: Отчет по Госконтракту с ФСТ России, 2006. – 1–3 т.

15 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: СО 153–34.20.118–2003 // Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281. – 22 с.

16 Методические указания по расчету уровня надежности и качества услуг, реализуемых территориальными сетевыми организациями / Приказ Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296.

17 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

18 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. –

Благовещенск: АмГУ, 2013. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/156454>.
– 04.03.2023.

19 Непомнящий, В. А. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений (методы, модели и практика расчетов) / В. А. Непомнящий, В. А. Овсейчук, С. Н. Епифанцев. – М.: ИИЦ ИПКгосслужбы, 2010. – 103 с.

20 Непомнящий, В. А. Учет надежности электроснабжения при расчете тарифов / В. А. Непомнящий, В. А. Овсейчук // Новости ЭлектроТехники. – 2010. – № 4(64). – С. 21-26.

21 Непомнящий, В. А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем / В. А. Непомнящий. – СПб.: ПЭИПК. – 2010. – С. 34-44.

22 Непомнящий, В. А. Проблемы надежности электроснабжения и их влияние на экономику электроэнергетики / В. А. Непомнящий // Энергорынок. – 2009. – № 9. С. 22-26.

23 Непомнящий, В. А. Учет надежности при проектировании энергосистем / В. А. Непомнящий. – М.: Энергия, 1978. – 200 с.

24 Непомнящий, В. А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В. А. Непомнящий. – М.: Изд. дом МЭИ, 2010. – 188 с.

25 Неуймин, В. Г. Пособия по работе с программой RastrWin [Электронный ресурс] / В.Г. Неуймин. – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009. – Режим доступа: <https://www.rastrwin.ru/download/Files/Posobie.pdf>. – 20.04.2023.

26 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

27 Ополева, Г. Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения: справочник / Г. Н. Ополева. – Иркутск : Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015. – 106 с.

28 Рапопорт, А. Н. Новые технологии обеспечения надежности ЕНЭС в условиях формирующегося рынка электроэнергии: сб. Новые технологии для электрических сетей / Под ред. А.Н. Рапопорта, С.В. Серебрянникова. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – С. 12-18.

29 Распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-3 С, 500 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1HC0029799&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch> – 01.05.2023.

30 Савина, Н. В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

31 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям: учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. – Благовещенск: АмГУ, 2014. – 254 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/156469>. –12.04.2023.

32 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

33 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания / Н. В. Савина. – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 65 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/156471>. –12.03.2023.

34 Сибикин, Ю. Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю. Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

35 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

36 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 352 с.

37 СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

38 Строев, В. А. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: учебное пособие / В. А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

39 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2021–2026 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.sou-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/02_Amurskaja_oblast.pdf. – 20.03.2023.

40 Тарасов, В. И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем: моногр. / В. И. Тарасов Отв. ред. Л. Ю. Анапольский. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.

41 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 01.05.2022.

42 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М: Издательство Юрайт, 2016. – 446 с.

43 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 376 с.

44 Фёдоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

45 Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.

46 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии – Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

47 Элегазовое оборудование – будущее электротехнической промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.poroselectromotor.ru/stati/future-electrical-industry> – 05.05.2023.

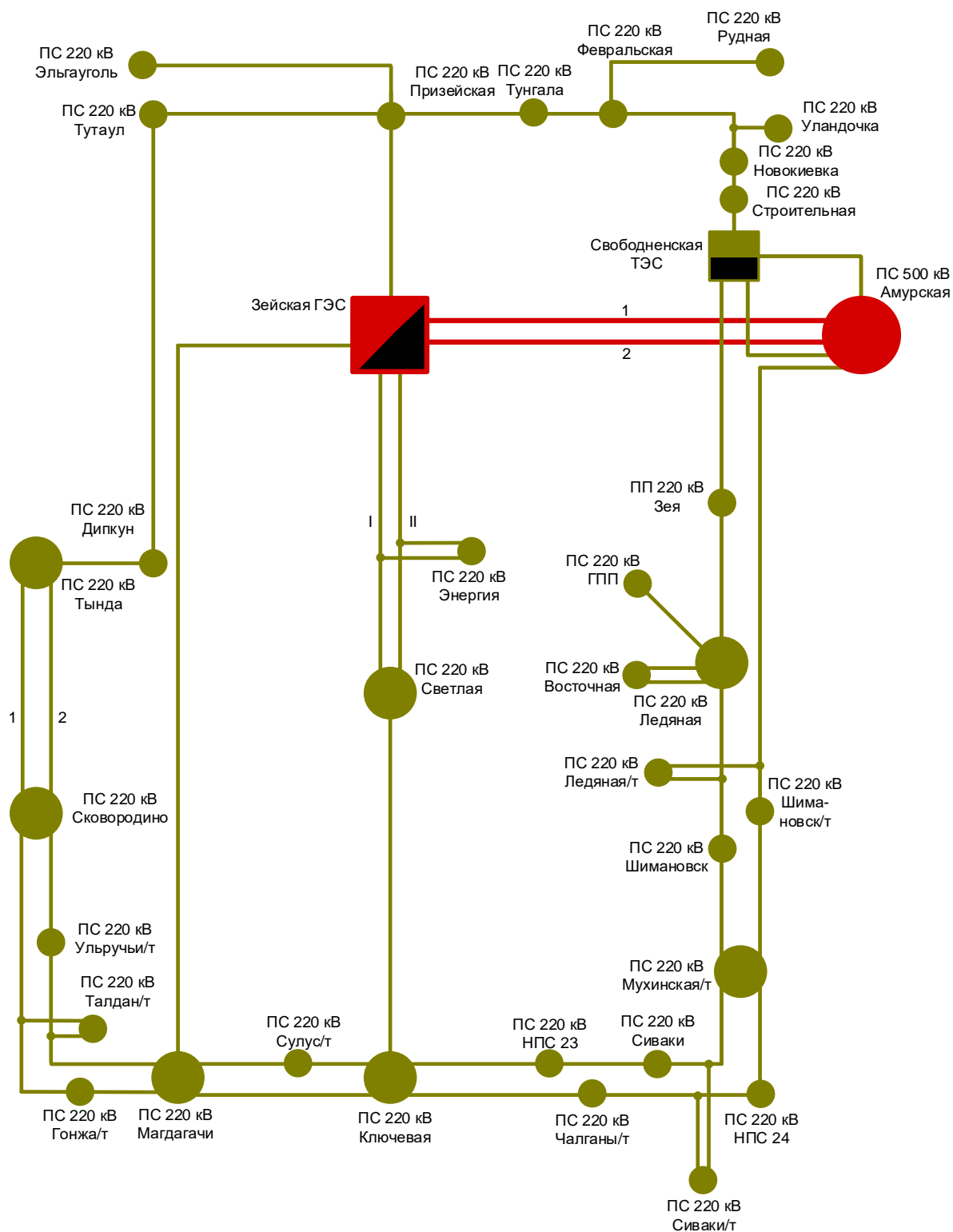
48 Элегазовое оборудование высокого напряжения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-vidy-elegazovogo-oborudovaniya-vysokogo-napryazheniya>. – 05.05.2023.

49 Электрические сети, классификация и режимы работы нейтрали. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://vii.sfu-kras.ru/images/Class_1_electrical_safety_PPP.pdf. – 05.05.2023.

50 Schwarz K. Comparison of IEC 60870–5–101/–103/–104, DNP3, and IEC 60870–6–TASE.2 with IEC 61850 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bit.ly/NOHn8L>. – 04.05.2023.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

$$I_{\text{ра62201}} := \frac{\sqrt{100^2 + 40^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \quad I_{\text{ра622012}} := \frac{\sqrt{15^2 + 6^2}}{\sqrt{3} \cdot 220}$$

$$I_{\text{ра62201}} = 0.283$$

$$I_{\text{ра622012}} = 0.042$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{\text{вл}} + K_{\text{ис}}) \cdot K_{\text{инф}}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{\text{вл}} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{\text{вл}} := C_0 \cdot l$$

$$C_{2402} := 344 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{240} := 210 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 110 \quad l_2 := 90 \quad l_3 := 200 \quad l_4 := 50$$

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{2402} \cdot l_1 + C_{2402} \cdot l_2 = 68800 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

3,18% - содержание службы заказчика, строительный контроль;

8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.

$$K_{\text{инф}} := 10.57$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := \left[K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{\text{инф}} = 832516.877 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{2402} \cdot l_3 + C_{2402} \cdot l_4 = 8.6 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}2} := \left[K_{\text{вл}2} + K_{\text{вл}2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{\text{инф}} = 1.041 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$ - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост}220} := 11400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}220} := 21000 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{ру}2201} := 14000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}16} := 6900 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{1\text{тр}63} := 9300 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч}220} := 1100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := 2 \cdot K_{\text{пост}220} + 2 \cdot K_{\text{ру}220} + K_{1\text{тр}63} \cdot 2 + 2 \cdot K_{\text{яч}220} + 2 \cdot K_{1\text{тр}16} = 9.94 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}1} := 2 \cdot K_{\text{пост}220} + K_{\text{ру}220} + K_{\text{ру}2201} + K_{1\text{тр}16} \cdot 2 + 2 \cdot K_{1\text{тр}63} + 2 \cdot K_{\text{яч}220} = 9.24 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс}1} := K_{\text{пс}1} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 1.367 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс}2} := K_{\text{пс}2} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 1.471 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{пс}1}) = 2199852.077 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) = 2.512 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_э + И_{\text{зм}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{э.вл} := 0.007 \quad \alpha_{э.пс} := 0.05$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$И_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.лс} \cdot K_{\Sigma лс1} = 7.419 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.лс} \cdot K_{\Sigma лс2} = 8.083 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{ст.вл} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{ст.лс} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma лс1}}{T_{ст.лс}} = 1.239 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{ам2} := \frac{K_{\Sigma вл2}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma лс2}}{T_{ст.лс}} = 1.429 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{вл} + \Sigma W_{тр}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$r_{240} := 0.121 \quad \text{Ом/км}$$

$$r_{400} := 0.075 \quad \text{Ом/км}$$

$$\Delta P_{xx16} := 0.170 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta P_{xx63} := 0.115 \quad \text{МВт}$$

$$T_{год} := 8760$$

$$\Delta W_{л1} := 3 \cdot I_{ра62201}^2 \cdot \left(\frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_1 \right) \cdot T = 1.755 \times 10^4$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

$$\Delta W_{\text{л12}} := 3 \cdot I_{\text{ра622012}}^2 \cdot \left(\frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_2 \right) \cdot T = 322.988$$

$$\Sigma W_{\text{эл1}} := \Delta W_{\text{л1}} + \Delta W_{\text{л12}} = 1.787 \times 10^4$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Delta W_{\text{л2}} := 3 \cdot I_{\text{ра62201}}^2 \cdot \left(\frac{1}{1} \cdot r_{400} \cdot l_3 \right) \cdot T = 1.977 \times 10^4$$

$$\Delta W_{\text{л22}} := 3 \cdot I_{\text{ра622012}}^2 \cdot \left(\frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_4 \right) \cdot T = 179.438$$

$$\Sigma W_{\text{эл2}} := \Delta W_{\text{л2}} + \Delta W_{\text{л22}} = 1.995 \times 10^4$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тп1}} := \left[\Delta P_{\text{хх63}} + \Delta P_{\text{хх63}} \cdot \left[\frac{\sqrt{(85^2 + 20^2)}}{63} \right]^2 \right] \cdot T = 1.848 \times 10^3$$

$$\Delta W_{\text{тп2}} := \left[\Delta P_{\text{хх16}} + \Delta P_{\text{хх16}} \cdot \left[\frac{\sqrt{(15^2 + 6^2)}}{63} \right]^2 \right] \cdot T = 996.485$$

$$\Sigma W_{\text{тп}} := \Delta W_{\text{тп1}} + \Delta W_{\text{тп2}} = 2.844 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{эл1}} + \Sigma W_{\text{тп}}) = 2.071 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{эл2}} + \Sigma W_{\text{тп}}) = 2.28 \times 10^4$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W_1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 58822.344 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W_2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 6.474 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{31} + I_{ам1} + I_{\Delta W1} = 2.569 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{32} + I_{ам2} + I_{\Delta W2} = 2.885 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 476869.815 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 539651.1864401 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 6278 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 1.07 \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5200 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 100000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{зном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{зном}} = 1 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 5.2 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 5.564 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{амл}} = 1.33 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 4.234 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.016 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{чдд} := \sum \left[\frac{\Delta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 8.799 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 1.32 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -1.013 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -9.379 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{1.1} := \text{чдд}_1 = -9.379 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -1.453 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.246 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{2.2} := \text{чдд}_{1.1} + \text{чдд}_2 = -2.184 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 3.218 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 2.554 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -1.928 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 3.218 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 2.365 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -1.692 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 2.19 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -1.473 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 2.028 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -1.27 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 1.878 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -1.082 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^8} = 1.738 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -9.083 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^9} = 1.61 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -7.473 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{10}} = 1.49 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -5.983 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{11}} = 1.38 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -4.603 \times 10^5$$

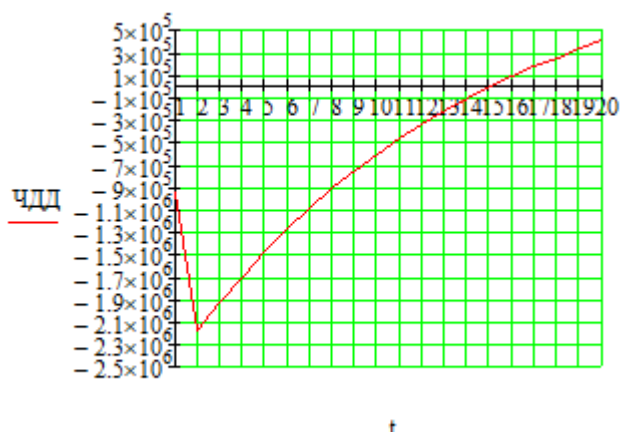
Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 1.278 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = -3.325 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 1.183 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{13.} := \text{ЧДД}_{12.} + \text{ЧДД}_{13} = -2.142 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 1.096 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{14.} := \text{ЧДД}_{13.} + \text{ЧДД}_{14} = -1.046 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 1.014 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = -3.184 \times 10^3$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 9.392 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = 9.074 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 8.696 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 1.777 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 8.052 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 2.582 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 7.456 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 3.328 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 6.904 \times 10^4$	тыс.руб	
		$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 4.018 \times 10^5$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.183$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.013 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.013 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -1.453 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -2.466 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.144 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -1.822 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -1.501 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб		

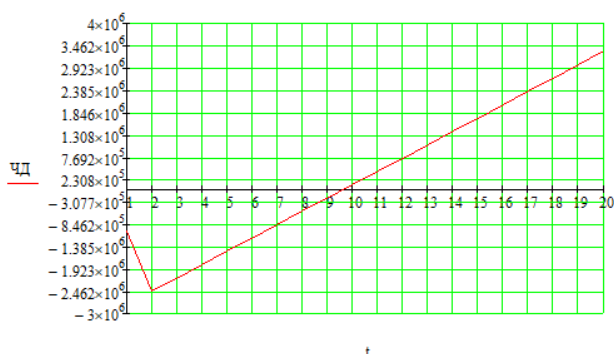
Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_7 := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = -1.179 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = -8.57 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = -5.353 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = -2.135 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 1.083 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 4.301 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 7.518 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 1.074 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.395 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.717 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 2.039 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 2.361 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 2.682 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \Theta = 3.218 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 3.004 \times 10^6$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 3.326 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 9 лет 9 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 15 лет 6 месяцев.

*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Xi_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -46.047 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -66.047 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 14.627 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2200 миллионов руб. составит 15 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.183). Рентабельность проекта составит 14.62 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./КВт*ч

$$U_o := 0.6$$

Удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./КВт

$$U_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{отр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Мощность нагрузки, кВт

$$P_{\text{пс}} := 15 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, кВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{пс}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 1.35 \times 10^4$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_0 \cdot P_{\text{пс}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_0 + \frac{Y_{\text{вн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 3.735 \times 10^4 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0,\text{вл}220} := \frac{0.5}{100} \quad T_{\text{в.вл}220} := 11 \quad \omega_{\text{пл.вл}220} := 2.8 \quad T_{\text{в.пл.вл}220} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0,\text{вл}220} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл}220} + \omega_{\text{пл.вл}220} \cdot T_{\text{в.пл.вл}220} = 53.65$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0,\text{вл}220} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл}220} + \omega_{\text{пл.вл}220} \cdot T_{\text{в.пл.вл}220} = 53.65$$

$$\omega_{0,\text{тр}220} := 0.025 \quad T_{\text{в.тр}220} := 60 \quad \omega_{\text{тек.тр}220} := 1 \quad T_{\text{в.тек.тр}220} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.тр}220} := 0.166 \quad T_{\text{в.кап.тр}220} := 330$$

$$T_{\text{пр.тр.220}} := \omega_{0,\text{тр}220} \cdot T_{\text{в.тр}220} + \omega_{\text{тек.тр}220} \cdot T_{\text{в.тек.тр}220} + \omega_{\text{кап.тр}220} \cdot T_{\text{в.кап.тр}220} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.3}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}}}{2} + T_{\text{пр.3}} = 139.93$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.пс}} \cdot 2.87}{1000} = 1.5 \times 10^4$$

Мощность нагрузки, кВт

$$P_{\text{пс1}} := 85 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, кВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС1}} := P_{\text{пс1}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 7.65 \times 10^4$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС1}} := Y_0 \cdot P_{\text{пс1}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_0 + \frac{Y_{\text{вн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС1}} \cdot t_{\text{огр}} = 2.116 \times 10^5 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$T_{\text{пр.11}} := \omega_{0,\text{вл}220} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл}220} + \omega_{\text{пл.вл}220} \cdot T_{\text{в.пл.вл}220} = 52.55$$

$$T_{\text{пр.21}} := \omega_{0,\text{вл}220} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл}220} + \omega_{\text{пл.вл}220} \cdot T_{\text{в.пл.вл}220} = 52.55$$

$$T_{\text{пр.тр.2201}} := \omega_{0,\text{тр}220} \cdot T_{\text{в.тр}220} + \omega_{\text{тек.тр}220} \cdot T_{\text{в.тек.тр}220} + \omega_{\text{кап.тр}220} \cdot T_{\text{в.кап.тр}220} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.31}} := T_{\text{пр.тр.2201}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

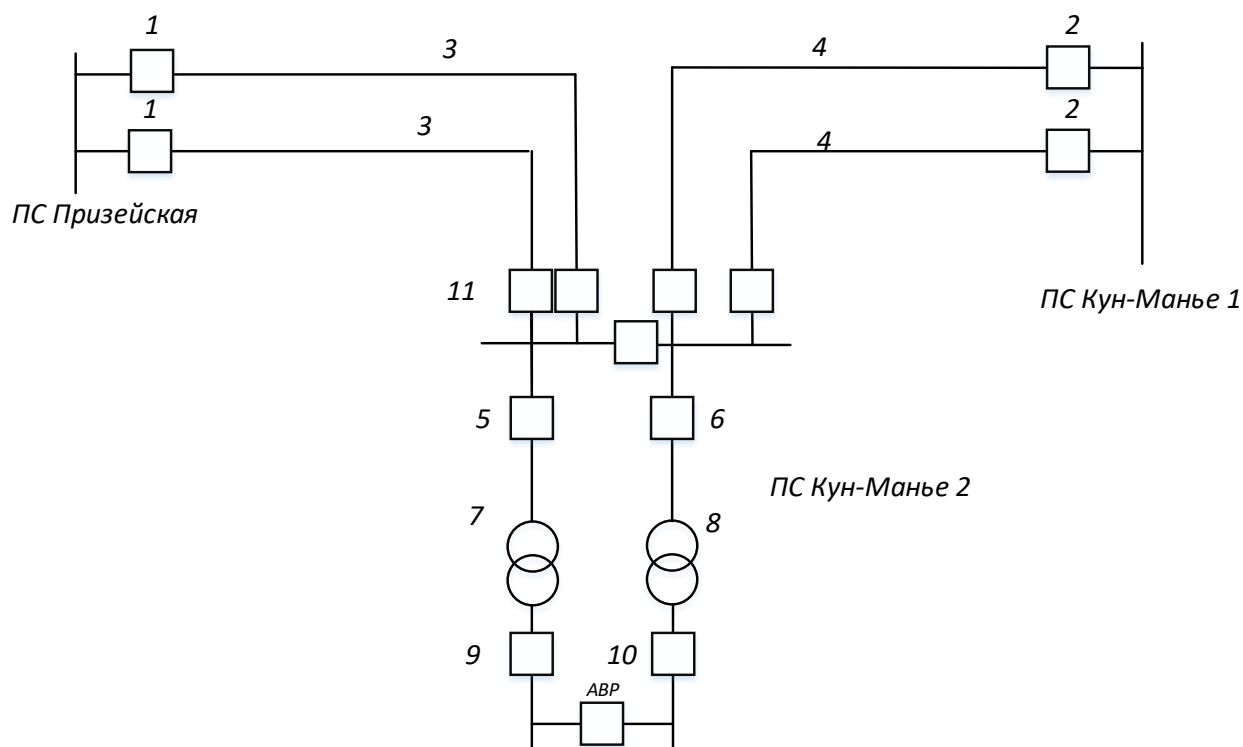
$$t_{\text{пр.пс1}} := \frac{T_{\text{пр.11}} + T_{\text{пр.21}}}{2} + T_{\text{пр.31}} = 138.83$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС1}} := \frac{Y_{\text{ПС1}} \cdot t_{\text{пр.пс1}} \cdot 2.87}{1000} = 8.433 \times 10^4$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad



$$I_1 := 110 \quad I_2 := 110$$

Определим показатели надежности аналитическим методом

$$\begin{array}{lll} \lambda_1 := 0.048 & \lambda_5 := 0.035 & \lambda_8 := 0.0137 \\ \lambda_2 := 0.048 & \lambda_6 := 0.023 \cdot I_1 = 2.53 & \lambda_9 := 0.0137 \\ \lambda_3 := 0.048 & \lambda_7 := 0.023 \cdot I_2 = 2.53 & \lambda_{10} := 0.035 \\ \lambda_4 := 0.035 & & \lambda_{11} := 0.035 \end{array}$$

$$\begin{array}{lll} t_{h1} := 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{h5} := 60 \div 8760 = 6.849 \times 10^{-3} & t_{he} := 15 \div 8760 = 1.712 \times 10^{-3} \\ t_{h7} := 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{h6} := 30 \div 8760 = 3.425 \times 10^{-3} & t_{h0} := 15 \div 8760 = 1.712 \times 10^{-3} \\ t_{h2} := 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{b7} := 30 \div 8760 = 3.425 \times 10^{-3} & t_{h10} := 20 \div 8760 = 2.283 \times 10^{-3} \\ t_{b4} := 60 \div 8760 = 6.849 \times 10^{-3} & & t_{b11} := 20 \div 8760 = 2.283 \times 10^{-3} \end{array}$$

$$\begin{array}{lll} q_1 := \lambda_1 \cdot t_{h1} = 5.479 \times 10^{-5} & q_5 := \lambda_5 \cdot t_{b5} = 2.397 \times 10^{-4} & q_e := \lambda_e \cdot t_{he} = 2.346 \times 10^{-5} \\ q_7 := \lambda_7 \cdot t_{h7} = 5.479 \times 10^{-5} & q_6 := \lambda_6 \cdot t_{b6} = 8.664 \times 10^{-3} & q_0 := \lambda_0 \cdot t_{h0} = 2.346 \times 10^{-5} \\ q_2 := \lambda_2 \cdot t_{h2} = 5.479 \times 10^{-5} & q_7 := \lambda_7 \cdot t_{b7} = 8.664 \times 10^{-3} & q_{10} := \lambda_{10} \cdot t_{h10} = 7.991 \times 10^{-5} \\ q_4 := \lambda_4 \cdot t_{b4} = 2.397 \times 10^{-4} & & q_{11} := \lambda_{11} \cdot t_{b11} = 7.991 \times 10^{-5} \end{array}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

1. Определим параметры потока отказов

$$\lambda_1 := \lambda_1 + (\lambda_1 \cdot \lambda_6) + \lambda_6 = 2.699$$

$$\lambda_2 := \lambda_2 + (\lambda_2 \cdot \lambda_7) + \lambda_7 = 2.699$$

$$\lambda_3 := \lambda_4 + \lambda_8 \cdot (\lambda_4 + \lambda_{10}) + \lambda_8 = 0.05$$

$$\lambda_4 := \lambda_5 + \lambda_9 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_9 = 0.084$$

$$\lambda_5 := \lambda_1 + (\lambda_1 \cdot \lambda_6) + \lambda_4 = 0.204$$

$$\lambda_6 := \lambda_5 + \lambda_9 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_9 = 0.084$$

$$\lambda_7 := \lambda_2 + (\lambda_2 \cdot \lambda_7) + \lambda_7 = 2.699$$

$$\lambda_8 := \lambda_4 + \lambda_8 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_8 = 0.084$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_1 + (q_1 \cdot q_6) + q_6 = 8.72 \times 10^{-3}$$

$$q_2 := q_2 + (q_2 \cdot q_7) + q_7 = 8.72 \times 10^{-3}$$

$$q_3 := q_4 + q_8 \cdot (q_4 + q_{10}) + q_8 = 2.632 \times 10^{-4}$$

$$q_4 := q_5 + q_9 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_9 = 2.634 \times 10^{-4}$$

$$q_5 := q_1 + (q_1 \cdot q_6) + q_4 = 2.95 \times 10^{-4}$$

$$q_6 := q_5 + q_9 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_9 = 2.634 \times 10^{-4}$$

$$q_7 := q_2 + (q_2 \cdot q_7) + q_7 = 8.72 \times 10^{-3}$$

$$q_8 := q_4 + q_8 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_8 = 2.634 \times 10^{-4}$$

3. Определим среднее время восстановления цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.04} \cdot 8760 = 0.18 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.44} \cdot 8760 = 0.212 \quad \text{ч}$$

$$t_{B3} := \left| \frac{q_3}{\lambda_3 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 1.23 \quad \text{ч}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

$$t_{B4} := \left| \frac{q_4}{\lambda_4 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 5.896 \quad \text{ч}$$

$$t_{B5} := \left| \frac{q_5}{\lambda_5 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 8.915 \quad \text{ч}$$

$$t_{B6} := \left| \frac{q_6}{\lambda_6 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 213.107 \quad \text{ч}$$

$$t_{B7} := \frac{q_7}{\lambda_7 - 0.44} \cdot 8760 = 33.592 \quad \text{ч}$$

$$t_{B8} := \left| \frac{q_8}{\lambda_8 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 0.577 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из параллельных элементов

$$\lambda_a := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 9.492 \times 10^{-4} \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_6 := \lambda_3 \cdot q_4 + \lambda_4 \cdot q_3 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 6.699 \times 10^{-4} \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_b := \lambda_5 \cdot q_6 + \lambda_6 \cdot q_5 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 2.445 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_r := \lambda_7 \cdot q_8 + \lambda_8 \cdot q_7 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 1.443 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_c := \lambda_a + \lambda_6 + \lambda_b + \lambda_r = 5.507 \times 10^{-3}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{pp1} := 1 - e^{-40 \cdot t_{B2}} = 1$$

$$K_{pp2} := 1 - e^{-40 \cdot t_{B1}} = 1$$

$$K_{pp3} := 1 - e^{-40 \cdot t_{B4}} = 0.999$$

$$K_{pp4} := 1 - e^{-40 \cdot t_{B3}} = 1$$

$$K_{pp5} := 1 - e^{-40 \cdot t_{B6}} = 0.171$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{пр6}} := 1 - e^{-40 \div t_{\text{B5}}} = 0.989$$

$$K_{\text{пр7}} := 1 - e^{-40 \div t_{\text{B8}}} = 1$$

$$K_{\text{пр8}} := 1 - e^{-40 \div t_{\text{B7}}} = 0.696$$

$$q_a := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{\text{пр1}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 4.704 \times 10^{-8}$$

$$q_b := q_3 \cdot q_4 + \frac{[K_{\text{пр3}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_4 + K_{\text{пр4}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_3]}{8760} = 1.314 \times 10^{-7}$$

$$q_v := q_5 \cdot q_6 + \frac{[K_{\text{пр5}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_6 + K_{\text{пр6}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_5]}{8760} = 2.768 \times 10^{-6}$$

$$q_r := q_7 \cdot q_8 + \frac{[K_{\text{пр7}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_8 + K_{\text{пр8}} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_7]}{8760} = 2.636 \times 10^{-6}$$

$$q_c := q_a + q_b + q_v + q_r = 5.582 \times 10^{-6}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 181.587 \quad \text{лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{\text{bc}} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 8.88 \quad \text{ч}$$

8. Расчетное время безотказной работы при α 0.1

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 19.132$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 200000 \quad P_{\text{дефи}} := 200 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot P_{\text{дефи}} \cdot 8760 = 3.504 \times 10^5 \quad \text{МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{овн}} := 0.4 \quad P_{\text{макс}} := 15000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 5.256 \times 10^5$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 5.256 \times 10^5$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{овн}} := Y_{\text{овн}} \cdot P_{\text{мак}} = 6 \times 10^3 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{пс}} := 15$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{пс}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 13.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{пс}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{овн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 1.506 \times 10^7 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.\text{ВЛ220}} := \frac{0.5}{100} \quad T_{\text{в.вл220}} := 11 \quad \omega_{\text{пл.ВЛ220}} := 2.8 \quad T_{\text{в.пл.вл220}} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 53.65$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 53.65$$

$$T_{\text{пр.3}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 52.55$$

$$T_{\text{пр.4}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 52.55$$

$$\omega_{0.\text{гр220}} := 0.025 \quad T_{\text{в.гр220}} := 60 \quad \omega_{\text{тек.гр220}} := 1 \quad T_{\text{в.тек.гр220}} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.гр220}} := 0.166 \quad T_{\text{в.кап.гр220}} := 330$$

$$T_{\text{пр.гр.220}} := \omega_{0.\text{гр220}} \cdot T_{\text{в.гр220}} + \omega_{\text{тек.гр220}} \cdot T_{\text{в.тек.гр220}} + \omega_{\text{кап.гр220}} \cdot T_{\text{в.кап.гр220}} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.5}} := T_{\text{пр.гр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

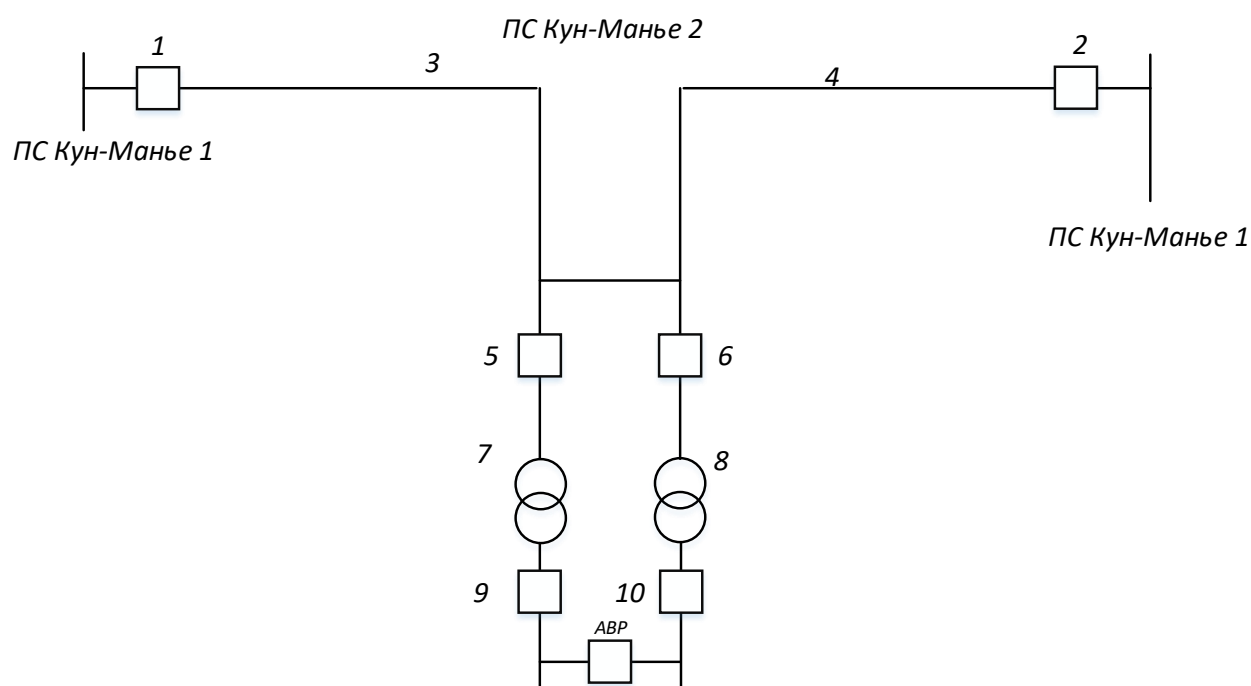
$$t_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}} + T_{\text{пр.3}} + T_{\text{пр.4}}}{4} + T_{\text{пр.5}} = 139.38$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.пс}} \cdot 2.87}{1000} = 6.025 \times 10^6$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad



Определим показатели надежности аналитическим методом $I_1 := 90$ $I_2 := 90$

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.015 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_9 &:= 0.023 \cdot I_2 \\ \lambda_2 &:= 0.035 & \lambda_6 &:= 0.002 & \lambda_{10} &:= 0.013 \\ \lambda_3 &:= 0.002 & \lambda_7 &:= 0.002 & \lambda_{11} &:= 0.013 \\ \lambda_4 &:= 0.015 & \lambda_8 &:= 0.023 \cdot I_1 \\ t_{b1} &:= 40 \div 8760 & t_{b5} &:= 60 \div 8760 & t_{b9} &:= 11 \div 8760 \\ t_{b2} &:= 60 \div 8760 & t_{b6} &:= 30 \div 8760 & t_{b10} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b3} &:= 30 \div 8760 & t_{b7} &:= 30 \div 8760 & & \\ t_{b4} &:= 40 \div 8760 & t_{b8} &:= 11 \div 8760 & t_{b11} &:= 5 \div 8760 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_1 &:= \lambda_1 \cdot t_{b1} & q_5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} & q_9 &:= \lambda_9 \cdot t_{b9} \\ q_2 &:= \lambda_2 \cdot t_{b2} & q_6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} & q_{10} &:= \lambda_{10} \cdot t_{b10} \\ q_3 &:= \lambda_3 \cdot t_{b3} & q_7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} & q_{11} &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} \\ q_4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} & q_8 &:= \lambda_8 \cdot t_{b8} & & \end{aligned}$$

1. Определим параметры потока отказов, учитывая их преднамеренные отключения

$$\lambda_1 := \lambda_8 + \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_3 \cdot (\lambda_2 + \lambda_{10}) = 2.123$$

$$\lambda_2 := \lambda_9 + \lambda_4 + \lambda_4 \cdot \lambda_5 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_6 \cdot (\lambda_5 + \lambda_{11}) = 2.123$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_8 + q_1 + q_1 \cdot (q_2 + q_2 + q_3) + q_3 \cdot (q_2 + q_{10}) = 2.668 \times 10^{-3}$$

$$q_2 := q_9 + q_4 + q_4 \cdot (q_5 + q_5 + q_6) + q_6 \cdot (q_5 + q_{11}) = 2.668 \times 10^{-3}$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

3. Определим среднее время восстановления каждой цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.044} \cdot 8760 = 11.243 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.044} \cdot 8760 = 11.243 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов

$$\lambda_c := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.531 \cdot 0.14 \cdot 8 + 0.531 \cdot 0.14 \cdot 8)}{8760} = 0.011 \quad \frac{1}{\text{год}}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{np1} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 0.971$$

$$K_{np2} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 0.971$$

$$q_c := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{np1} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{np2} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 7.78 \times 10^{-6}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 87.249 \quad \text{лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{bc} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 5.946 \quad \text{ч}$$

8. Расчетное время безотказной работы при α 0.1

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 9.193$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{деф} := 200000 \quad P_{дефi} := 200 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{нед} := P_{деф} \cdot P_{дефi} \cdot 8760 = 3.504 \times 10^5 \quad \text{МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{0вн} := 0.4 \quad P_{мак} := 135000$$

$$Y_{осн} := Y_0 \cdot W_{нед} = 5.256 \times 10^5$$

Продолжение приложения Б

Расчёт в программе Mathcad

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{ОВН}} := Y_{\text{ОВН}} \cdot P_{\text{макс}} = 5.4 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{ПС}} := 85$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{ПС}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 76.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{огр}} + \left(Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{ОВН}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 8.902 \times 10^7 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.\text{ВЛ220}} := \frac{0.5}{100} \quad T_{\text{в.вл220}} := 11 \quad \omega_{\text{пл.ВЛ220}} := 2.8 \quad T_{\text{в.пл.вл220}} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 52.55$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 52.55$$

$$\omega_{0.\text{гр220}} := 0.025 \quad T_{\text{в.гр220}} := 60 \quad \omega_{\text{тек.гр220}} := 1 \quad T_{\text{в.тек.гр220}} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.гр220}} := 0.166 \quad T_{\text{в.кап.гр220}} := 330$$

$$T_{\text{пр.гр.220}} := \omega_{0.\text{гр220}} \cdot T_{\text{в.гр220}} + \omega_{\text{тек.гр220}} \cdot T_{\text{в.тек.гр220}} + \omega_{\text{кап.гр220}} \cdot T_{\text{в.кап.гр220}} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.3}} := T_{\text{пр.гр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.пс}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}}}{2} + T_{\text{пр.3}} = 138.83$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.пс}}^{2.87}}{1000} = 3.547 \times 10^7$$

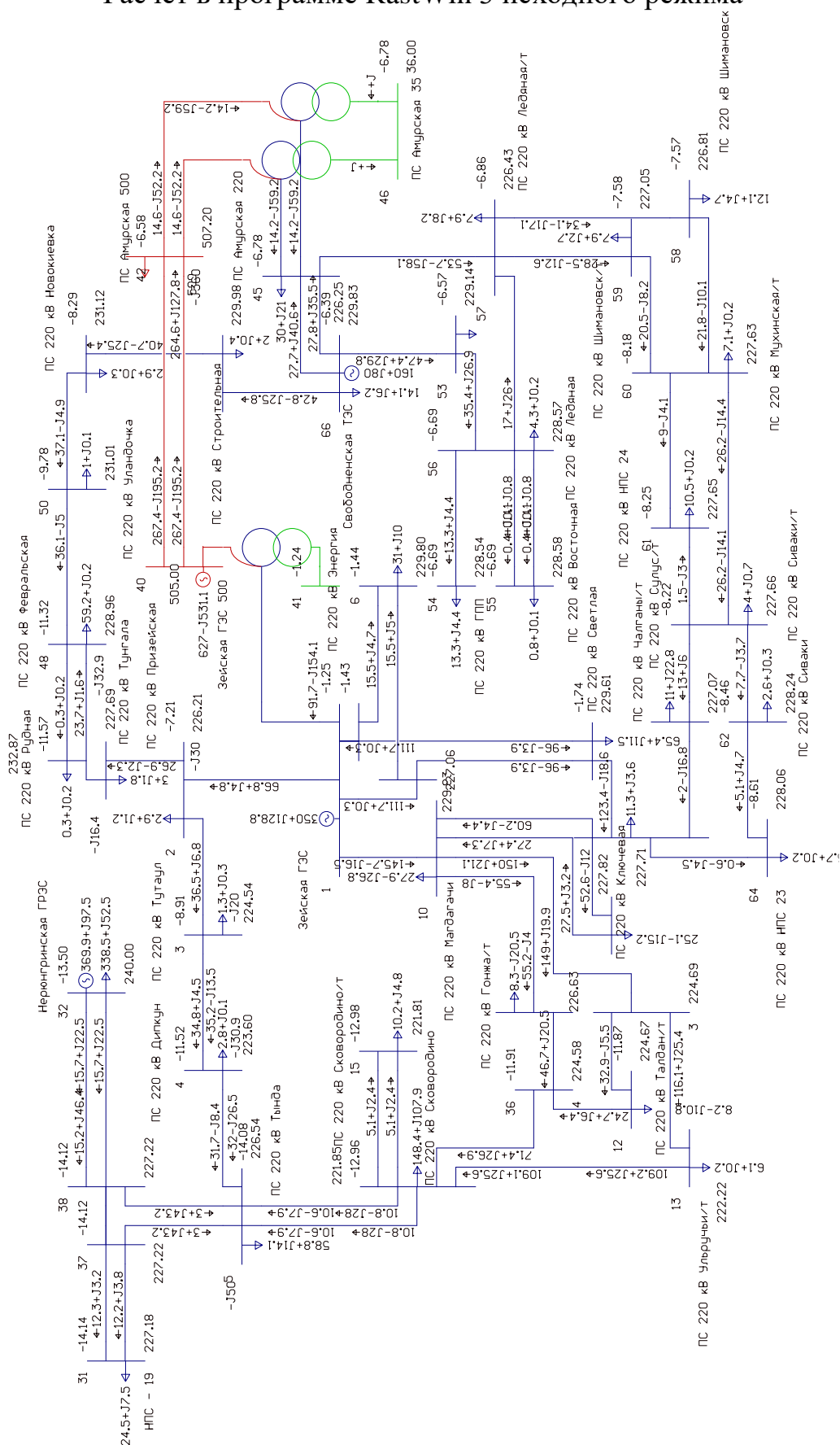
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	350	128,8258	230	-300	300	0	230	-1,24839
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	226,2087	-7,20763
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	224,5436	-8,91396
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	223,596	-11,5188
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	58,8	14,1	0	-50	0	0	0	0	226,5358	-14,0841
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	229,7968	-1,44471
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	229,6102	-1,74085
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	227,7067	-8,58083
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	-15,2	0	0	0	0	0	0	227,8238	-9,81664
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	-26,8	0	0	0	0	0	0	227,0628	-10,1903
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	-20,5	0	0	0	0	0	0	226,6269	-11,1629
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	-10,8	0	0	0	0	0	0	224,6744	-11,8657
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	222,2207	-12,7683
Нагр	14	ПС 220 кВ Скородино	220	0	1	148,4	107,9	0	0	0	0	0	0	221,8461	-12,9637
Нагр	15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	229,8133	-12,976
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	227,1757	-14,1405
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	97,54796	240	-200	200	0	240	-13,5027
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	229,8331	-1,43111
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	229,8331	-1,43111
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	224,6901	-11,7943
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	224,58	-11,9148
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,2224	-14,1188
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,2224	-14,1188
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	522,7957	-12,23579
База	40	Зейская ГЭС 500	500	0	1	0	0	626,9875	-531,122	505	0	0	0	505	0
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,5957	-1,23579
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	0	1	500	0	0	-360	0	0	0	0	507,1981	-6,578
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,2188	-6,7763
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,2188	-6,7763
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	0	1	30	21	0	0	0	0	0	0	226,2515	-6,7813
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,99532	-6,7763
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	0	1	3	1,8	0	-16,4	0	0	0	0	227,688	-9,28232
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	-32,9	0	0	0	0	228,9625	-11,3224
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0	1	0,3	0,2	0	0	0	0	0	0	232,865	-11,5667
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	231,0129	-9,78184
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	231,1219	-8,28541
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	229,9836	-6,54492
Нагр	53	ПП Зея	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	229,1379	-6,56731
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	0	1	13,3	4,4	0	0	0	0	0	0	228,5362	-6,68603
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0	1	0,8	0,1	0	0	0	0	0	0	228,5767	-6,68782
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	4,3	0,2	0	0	0	0	0	0	228,573	-6,68634
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	7,9	8,2	0	0	0	0	0	0	226,4295	-6,85661
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	226,8148	-7,57167
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	7,9	2,7	0	0	0	0	0	0	227,0536	-7,57711
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	7,1	0,2	0	0	0	0	0	0	227,6266	-8,17873
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	0	1	10,5	0,2	0	0	0	0	0	0	227,6469	-8,24591
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	0	1	2,6	0,3	0	0	0	0	0	0	228,2386	-8,45579
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	0	1	4	0,7	0	0	0	0	0	0	227,6587	-8,21633
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	0	1	5,7	0,2	0	0	0	0	0	0	228,0595	-8,6092
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	0	1	11	22,8	0	0	0	0	0	0	227,0661	-8,51006
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	0	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	0	229,8262	-6,39131

Продолжение приложения В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложения В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	350	126,2762	230	-300	300	0	230	-0,35552
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	227,7101	-3,8678
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	207,1556	-12,9962
Нагр	4	ПС 220 кВ Дилкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	210,8883	-13,1096
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	58,8	14,1	0	-50	0	0	0	0	218,902	-13,2364
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	229,8075	-0,53931
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	229,6409	-0,81097
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	228,0073	-6,82835
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	-15,2	0	0	0	0	0	0	228,0874	-7,70835
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	-26,8	0	0	0	0	0	0	227,3161	-7,84619
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	-20,5	0	0	0	0	0	0	223,0746	-10,2613
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	-10,8	0	0	0	0	0	0	217,4765	-12,586
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	211,8608	-14,544
Нагр	14	ПС 220 кВ Скородино	220	0	1	148,4	107,9	0	0	0	0	0	0	211,8716	-14,5313
Нагр	15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	211,837	-14,5447
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	219,8637	-13,101
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	469,9	124,8805	240	-200	200	0	240	-8,49923
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	229,8438	-0,52571
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	229,8438	-0,52571
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-11,7943
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	217,3974	-12,5623
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	219,912	-13,0778
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	219,912	-13,0778
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	522,7455	-0,34308
База	40	Зейская ГЭС 500	500	0	1	0	0	526,7426	-534,611	505	0	0	0	505	0
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,59218	-0,34308
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	0	1	500	0	0	-360	0	0	0	0	507,5169	-6,17414
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,3045	-6,15559
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,3045	-6,15559
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	0	1	30	21	0	0	0	0	0	0	226,2946	-6,16041
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,00132	-6,15559
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	0	1	3	1,8	0	-16,4	0	0	0	0	228,8645	-6,60711
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	-32,9	0	0	0	0	229,9882	-9,40271
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0	1	0,3	0,2	0	0	0	0	0	0	233,909	-9,64678
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	231,8078	-8,30218
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	231,6404	-7,18186
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	230,1177	-5,8143
Нагр	53	ПП Зея	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	229,2316	-5,87605
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	0	1	13,3	4,4	0	0	0	0	0	0	228,6226	-6,00319
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0	1	0,8	0,1	0	0	0	0	0	0	228,663	-6,00498
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	4,3	0,2	0	0	0	0	0	0	228,6594	-6,0035
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	7,9	8,2	0	0	0	0	0	0	226,4864	-6,20842
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	226,9691	-6,69237
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	7,9	2,7	0	0	0	0	0	0	227,1908	-6,68375
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	7,1	0,2	0	0	0	0	0	0	227,8356	-7,00269
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	0	1	10,5	0,2	0	0	0	0	0	0	227,8581	-7,06241
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	0	1	2,6	0,3	0	0	0	0	0	0	228,4905	-7,05153
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	0	1	4	0,7	0	0	0	0	0	0	227,8759	-7,01237
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	0	1	5,7	0,2	0	0	0	0	0	0	228,3453	-6,9657
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	0	1	11	22,8	0	0	0	0	0	0	227,3344	-6,93071
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	0	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	0	229,9274	-5,69121

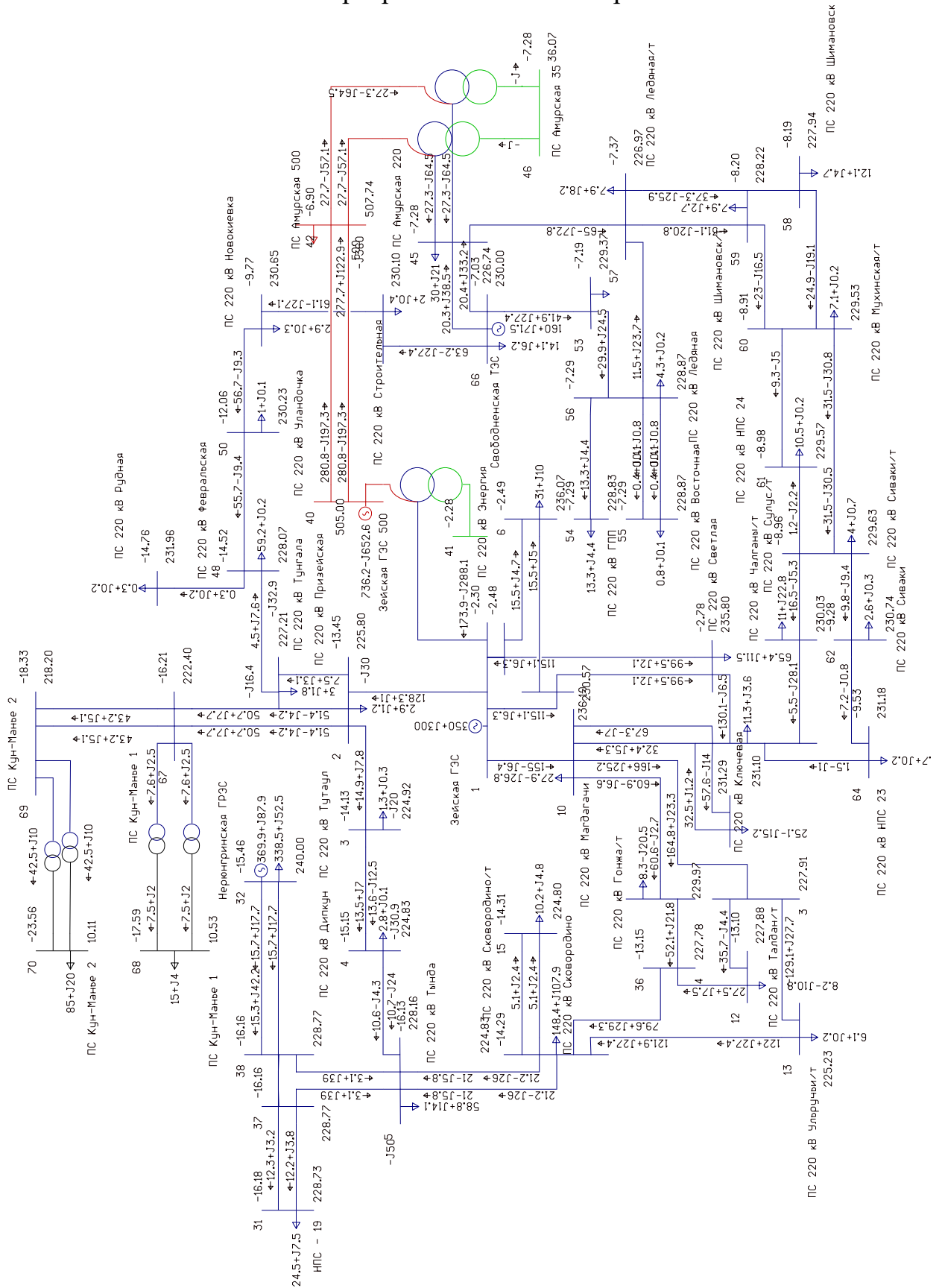
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
Ген+	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	350	300	242	-300	300	0	236,3061	-2,30383
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	-30	0	0	0	0	225,7978	-13,4504
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	224,9182	-14,1338
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	224,8282	-15,151
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	58,8	14,1	0	-50	0	0	0	0	228,156	-16,1338
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	236,0651	-2,49308
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	235,7987	-2,78009
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	231,1023	-9,54874
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	-15,2	0	0	0	0	0	0	231,2859	-10,8661
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	-26,8	0	0	0	0	0	0	230,5682	-11,3066
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	-20,5	0	0	0	0	0	0	229,9703	-12,336
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	-10,8	0	0	0	0	0	0	227,885	-13,101
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	225,2346	-14,0819
Нагр	14	ПС 220 кВ Сковородино	220	0	1	148,4	107,9	0	0	0	0	0	0	224,8299	-14,295
Нагр	15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	224,7977	-14,3069
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	228,7279	-16,1848
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	87,92717	240	-200	200	0	240	-15,4646
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	236,1004	-2,48019
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	236,1004	-2,48019
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,9143	-13,0263
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,7778	-13,154
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	228,7742	-16,1633
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	228,7742	-16,1633
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	537,1855	-2,28151
База	40	Зейская ГЭС 500	500	0	1	0	0	736,1799	-652,596	505	0	0	0	505	0
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	37,60299	-2,28151
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	0	1	500	0	0	-360	0	0	0	0	507,7388	-6,90377
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,3395	-7,2771
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,3395	-7,2771
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	0	1	30	21	0	0	0	0	0	0	226,7403	-7,28252
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,07377	-7,2771
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	0	1	3	1,8	0	-16,4	0	0	0	0	227,2056	-14,0913
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	-32,9	0	0	0	0	228,0724	-14,5168
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0	1	0,3	0,2	0	0	0	0	0	0	231,9591	-14,7612
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	230,2257	-12,0551
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	230,6457	-9,77111
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	230,1032	-7,25116
Нагр	53	ПП Зeya	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	229,3747	-7,18827
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	0	1	13,3	4,4	0	0	0	0	0	0	228,8329	-7,28652
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0	1	0,8	0,1	0	0	0	0	0	0	228,8733	-7,28831
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	4,3	0,2	0	0	0	0	0	0	228,8697	-7,28683
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	7,9	8,2	0	0	0	0	0	0	226,965	-7,37402
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	227,9363	-8,18913
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	7,9	2,7	0	0	0	0	0	0	228,2196	-8,19709
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	7,1	0,2	0	0	0	0	0	0	229,5286	-8,91381
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	0	1	10,5	0,2	0	0	0	0	0	0	229,569	-8,98323
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	0	1	2,6	0,3	0	0	0	0	0	0	230,7369	-9,28293
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	0	1	4	0,7	0	0	0	0	0	0	229,6328	-8,96321
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	0	1	5,7	0,2	0	0	0	0	0	0	231,1779	-9,53182
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	0	1	11	22,8	0	0	0	0	0	0	230,0263	-9,4068
Ген	66	Свободненская ТЭС	220	0	1	14,1	6,2	160	71,51817	230	-80	80	0	230	-7,03402
Нагр	67	ПС Кун-Манье 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3981	-16,2133
Нагр	68	ПС Кун-Манье 1	10	0	1	15	4	0	0	0	0	0	0	10,53367	-17,5897
Нагр	69	ПС Кун-Манье 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,1986	-18,3286
Нагр	70	ПС Кун-Манье 2	10	0	1	85	20	0	0	0	0	0	0	10,10799	-23,5569

Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

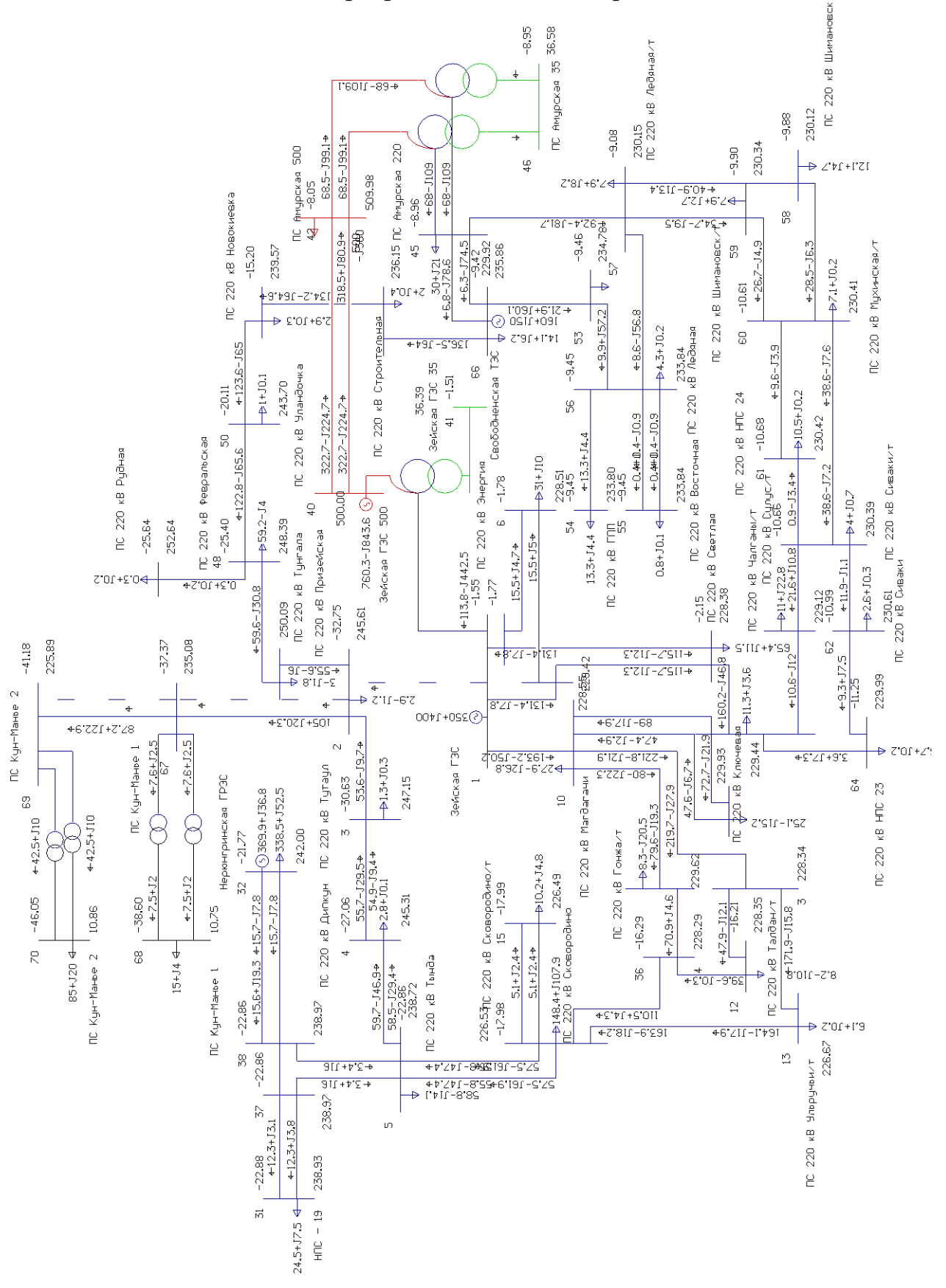


Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген+	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	350	400	242	-400	400	0	228,6955	-1,5462
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	-1,2	0	0	0	0	0	0	245,6086	-32,7517
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	0	0	0	0	0	247,1456	-30,6346
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	0	0	0	0	0	245,3128	-27,0606
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	58,8	-14,1	0	0	0	0	0	0	238,7155	-22,8598
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	228,515	-1,78044
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	228,377	-2,14944
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	229,4384	-11,2688
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	-15,2	0	0	0	0	0	0	229,9315	-12,9719
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	-26,8	0	0	0	0	0	0	229,4166	-13,6638
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	-20,5	0	0	0	0	0	0	229,6166	-15,0802
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	-10,8	0	0	0	0	0	0	228,3506	-16,2085
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	226,6711	-17,6762
Нагр	14	ПС 220 кВ Скородино	220	0	1	148,4	107,9	0	0	0	0	0	0	226,5259	-17,9821
Нагр	15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	226,4939	-17,9938
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	238,9273	-22,8833
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	36,84618	242	-200	200	0	242	-21,7669
Нагр	33		1 220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,5515	-1,76669
Нагр	34		2 220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,5515	-1,76669
Нагр	35		3 220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,3383	-16,1061
Нагр	36		4 220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2856	-16,2893
Нагр	37		5 220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9714	-22,8636
Нагр	38		6 220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	238,9714	-22,8636
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	519,8479	-1,50961
База	40	Зейская ГЭС 500	500	0	1	0	0	760,3197	-843,636	500	0	0	0	500	0
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,38935	-1,50961
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	0	1	500	0	0	-360	0	0	0	0	509,9788	-8,04772
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	522,5982	-8,95493
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	522,5982	-8,95493
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	0	1	30	21	0	0	0	0	0	0	229,9208	-8,96385
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,58187	-8,95493
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	0	1	3	-1,8	0	0	0	0	0	0	250,0921	-29,5957
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	-4	0	0	0	0	0	0	248,389	-25,4026
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0	1	0,3	0,2	0	0	0	0	0	0	252,6369	-25,6438
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	243,6953	-20,1139
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	239,5719	-15,1964
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	236,1491	-9,8749
Нагр	53	ПП Зея	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	234,7772	-9,45987
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	0	1	13,3	4,4	0	0	0	0	0	0	233,8025	-9,44614
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0	1	0,8	0,1	0	0	0	0	0	0	233,8423	-9,44784
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	4,3	0,2	0	0	0	0	0	0	233,8385	-9,44641
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	7,9	8,2	0	0	0	0	0	0	230,1457	-9,08376
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	230,116	-9,88134
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	7,9	2,7	0	0	0	0	0	0	230,3389	-9,89542
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	7,1	0,2	0	0	0	0	0	0	230,4073	-10,6105
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	0	1	10,5	0,2	0	0	0	0	0	0	230,4156	-10,6795
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	0	1	2,6	0,3	0	0	0	0	0	0	230,6083	-10,9862
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	0	1	4	0,7	0	0	0	0	0	0	230,3879	-10,6597
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	0	1	5,7	0,2	0	0	0	0	0	0	229,9927	-11,2467
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	0	1	11	22,8	0	0	0	0	0	0	229,1231	-11,1205
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	0	1	14,1	6,2	160	150	240	-150	150	0	235,8626	-9,42472
Нагр	67	ПС Кун-Манье 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	235,0842	-37,3651
Нагр	68	ПС Кун-Манье 1	10	0	1	15	4	0	0	0	0	0	0	10,74721	-38,5951
Нагр	69	ПС Кун-Манье 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,8912	-41,1824
Нагр	70	ПС Кун-Манье 2	10	0	1	85	20	0	0	0	0	0	0	10,86277	-46,0454

Продолжение приложения Г
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



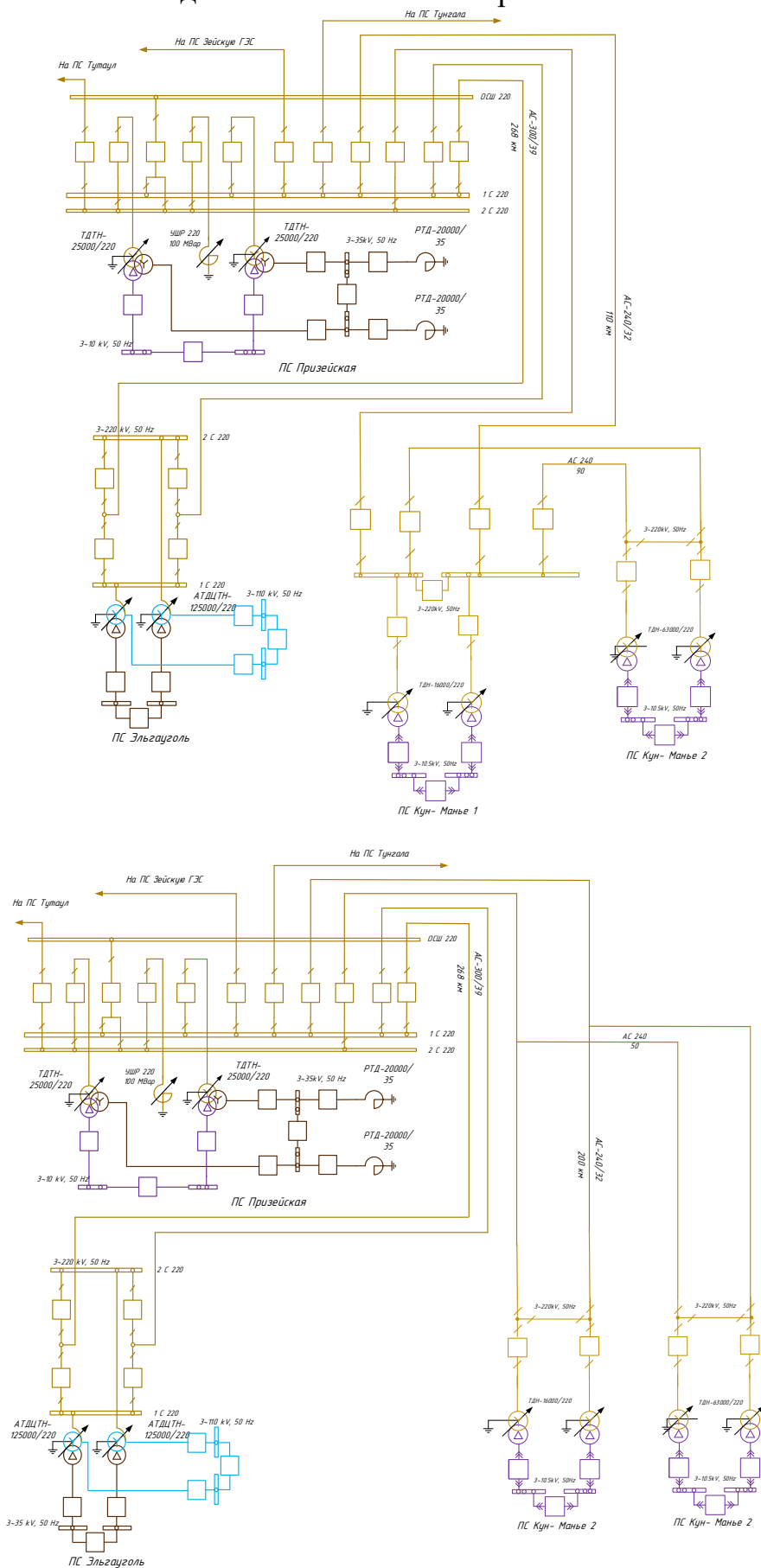
Продолжение приложения Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген+	1	Зейская ГЭС	220	0	1	0	0	350	300	242	-300	300	0	229,0625	-2,21584
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	0	1	2,92	1,17	0	0	0	0	0	0	228,16	-14,1551
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	0	1	1,3	0,3	0	-20	0	0	0	0	226,3072	-14,8137
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	0	1	2,8	0,1	0	-30,9	0	0	0	0	224,6647	-15,8009
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	0	1	58,8	14,1	0	-50	0	0	0	0	226,447	-16,7679
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	0	1	31	10	0	0	0	0	0	0	228,8586	-2,41663
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	0	1	65,4	11,5	0	0	0	0	0	0	228,6719	-2,72081
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	0	1	11,3	3,6	0	0	0	0	0	0	226,9049	-9,80091
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0	1	25,1	-15,2	0	0	0	0	0	0	226,9881	-11,1852
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	0	1	27,9	-26,8	0	0	0	0	0	0	226,2012	-11,6544
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	0	1	8,3	-20,5	0	0	0	0	0	0	225,7877	-12,7325
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	0	1	8,2	-10,8	0	0	0	0	0	0	223,8663	-13,5352
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	0	1	6,1	0,2	0	0	0	0	0	0	221,4283	-14,5691
Нагр	14	ПС 220 кВ Скворородино	220	0	1	148,4	107,9	0	0	0	0	0	0	221,0721	-14,7916
Нагр	15	ПС 220 кВ Скворородино/т	220	0	1	10,2	4,8	0	0	0	0	0	0	221,0392	-14,804
Нагр	31	НПС - 19	220	0	1	24,5	7,5	0	0	0	0	0	0	227,0907	-16,8247
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	0	1	338,5	52,5	369,9	98,07507	240	-200	200	0	240	-16,1913
Нагр	33		1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	228,895	-2,40292
Нагр	34		2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	228,895	-2,40292
Нагр	35		3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	223,8836	-13,4566
Нагр	36		4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	223,7699	-13,5914
Нагр	37		5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,1374	-16,8028
Нагр	38		6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	227,1374	-16,8028
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	520,7223	-2,18792
База	40	Зейская ГЭС 500	500	0	1	0	0	737,7443	-687,656	505	0	0	0	505	0
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,45056	-2,18792
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	0	1	500	0	0	-360	0	0	0	0	506,6993	-6,99961
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	513,9072	-7,42394
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	513,9072	-7,42394
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	0	1	30	21	0	0	0	0	0	0	226,1088	-7,42911
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,9735	-7,42394
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	0	1	3	1,8	0	-16,4	0	0	0	0	228,965	-14,6609
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	-32,9	0	0	0	0	229,0307	-14,9364
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0	1	0,3	0,2	0	0	0	0	0	0	232,9345	-15,1807
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	230,6944	-12,3973
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	230,7105	-10,0381
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	229,7977	-7,43278
Нагр	53	ПП Зеея	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	228,9762	-7,35874
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	0	1	13,3	4,4	0	0	0	0	0	0	228,3745	-7,45301
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0	1	0,8	0,1	0	0	0	0	0	0	228,415	-7,45481
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	4,3	0,2	0	0	0	0	0	0	228,4114	-7,45332
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	7,9	8,2	0	0	0	0	0	0	226,2671	-7,52329
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	226,4879	-8,35309
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	7,9	2,7	0	0	0	0	0	0	226,7285	-8,36616
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	7,1	0,2	0	0	0	0	0	0	227,1291	-9,1095
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	0	1	10,5	0,2	0	0	0	0	0	0	227,1444	-9,18059
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	0	1	2,6	0,3	0	0	0	0	0	0	227,6135	-9,50113
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	0	1	4	0,7	0	0	0	0	0	0	227,1438	-9,16103
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	0	1	5,7	0,2	0	0	0	0	0	0	227,3113	-9,77482
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	0	1	11	22,8	0	0	0	0	0	0	226,3539	-9,64345
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	0	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	0	229,6653	-7,20842
Нагр	67	ПС Кун-Манье 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,2265	-16,227
Нагр	68	ПС Кун-Манье 1	10	0	1	15	4	0	0	0	0	0	0	10,63134	-18,9091
Нагр	69	ПС Кун-Манье 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,6984	-18,5803
Нагр	70	ПС Кун-Манье 2	10	0	1	85	20	0	0	0	0	0	0	10,50709	-29,2812
Нагр	71	Op1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,0912	-16,4095
Нагр	72	Op2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,0912	-16,4095

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Однолинейные схемы вариантов



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Тепловой расчет трансформатора

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

ТДН 16000/220/10

$S_{\text{НОМ}} := 16000$ кВА

$P_{\text{К}} := 90000$ Вт

$P_{\text{ХХ}} := 21000$ Вт

Нагрузки эквивалентного графика по участкам:

$S_1 := 7350$ кВА $S_5 := 13500$ кВА $S_9 := 9900$ кВА

$S_2 := 4950$ кВА $S_6 := 13800$ кВА $S_{10} := 8400$ кВА

$S_3 := 4500$ кВА $S_7 := 12750$ кВА $S_{11} := 8850$ кВА

$S_4 := 6075$ кВА $S_8 := 11625$ кВА $S_{12} := 9450$ кВА

$t := 2$ ч

3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ В ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ:

Участок перегрузки:

$$K_2' := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t + S_2^2 \cdot t + S_3^2 \cdot t + S_4^2 \cdot t + (S_5^2 \cdot t + S_6^2 \cdot t + S_7^2 \cdot t) + S_8^2 \cdot t + S_9^2 \cdot t + S_{10}^2 \cdot t + S_{11}^2 \cdot t + S_{12}^2 \cdot t}{12 \cdot t}} = 0.61$$

$S_{\text{max}} := 13800$ кВА

$$K_{\text{max}} := \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = 0.863$$

$$0.9 \cdot K_{\text{max}} = 0.776$$

Так как $0.9 \cdot K_{\text{max}} > K_2'$, то следует $K_2 = K_2'$

$$K_1 := 0.9 \cdot K_{\text{max}} = 0.776$$

$$K_2 := 0.9 \cdot K_{\text{max}} = 0.776$$

Расчётная продолжительность перегрузки:

$$h := \frac{(K_2')^3}{(0.9 \cdot K_{\text{max}})^2} = 0.376 \text{ ч}$$

Преобразованный двухступенчатый график представлен на рисунке 3.

4 РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАИБОЛЕЕ НАГРЕТОЙ ТОЧКИ И ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ.

Постоянная времени нагрева трансформатора согласно ГОСТ:

$T_{\text{ПН}} := 3$ часа

Определяется температура нагрева масла:

$v_{\text{М.НОМ}}$ -превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды при номинальных условиях

Для системы охлаждения М и Д:

$v_{\text{М.НОМ}} := 55$ °С

$x := 0.9$

Продолжение приложения Ж

Тепловой расчет трансформатора

Отношение потерь короткого замыкания к потерям хх.:

$$d := \frac{P_K}{P_{ХХ}} = 4.286$$

$v_{o.э}$ - эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным

Для Амурской области:

$$\Theta_{охл} := -18.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$v_{M.K1} := v_{M.НОМ} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_1^2}{1 + d} \right)^x = 38.755 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура масла не превышает предельно допустимые (115 $^\circ\text{C}$).

Определяется температура наиболее нагреток точки обмотки:

$v_{ННТ.М.НОМ}$ - суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях.

Для системы охлаждения М,Д:

$$v_{ННТ.М.НОМ} := 23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$y := 1.6$$

$$v_{ННТ.М.K1} := v_{ННТ.М.НОМ} \cdot K_1^y = 15.337 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Theta_{ННТ.K1} := \Theta_{охл} + v_{M.K1} + v_{ННТ.М.K1} = 35.492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева:

$$v_{M.K2} := v_{M.НОМ} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_2^2}{1 + d} \right)^x = 38.755 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$v_{M.h} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-h}{T_{ПН}}} \right) = 38.755 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$v_{ННТ.М.K2} := v_{ННТ.М.НОМ} \cdot K_2^y = 15.337 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{ННТ.h} := \Theta_{охл} + v_{M.h} + v_{ННТ.М.K2} = 35.492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки при загрузке установившейся нагрузке K2

$$\Theta_{ННТ.K2} := \Theta_{охл} + v_{M.K2} + v_{ННТ.М.K2} = 35.492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложения Ж

Тепловой расчет трансформатора

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале нагрева:

$$v_{M.h.0} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{0}{T_{ПН}}}\right) = 38.755 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.h.0}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{M.h.0} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 35.492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры:

$$t := 24 - h - 12 = 11.624 \text{ ч}$$

$$v_{M.t} := v_{M.K1} + (v_{M.h} - v_{M.K1}) \cdot e^{-\frac{t}{T_{ПН}}} = 38.755 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.t}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{M.t} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 35.492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале снижения температуры:

$$t := 0$$

$$v_{M.t.0} := v_{M.K1} + (v_{M.h} - v_{M.K1}) \cdot e^{-\frac{t}{T_{ПН}}} = 38.755 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.t.0}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{M.t.0} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 35.492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложения Ж
Тепловой расчет трансформатора

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

ТДН 63000/220/10

$S_{НОМ} := 63000$ кВА

$P_K := 82000$ Вт

$P_{XX} := 300000$ Вт

Нагрузки эквивалентного графика по участкам:

$S_1 := 41650$ кВА $S_5 := 76500$ кВА $S_9 := 56100$ кВА

$S_2 := 28050$ кВА $S_6 := 78200$ кВА $S_{10} := 47600$ кВА

$S_3 := 25500$ кВА $S_7 := 72250$ кВА $S_{11} := 50150$ кВА

$S_4 := 34425$ кВА $S_8 := 65875$ кВА $S_{12} := 53550$ кВА

$t := 2$ ч

3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МНОГООУПЕНЧАТОГО ГРАФИКА
НАГРУЗКИ В ДВУХУПЕНЧАТЫЙ:

$$K_1 := \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_5^2 \cdot t + S_6^2 \cdot t + S_7^2 \cdot t + S_8^2 \cdot t}{4 \cdot t}} = 1.164$$

Участок перегрузки:

$$K_{2'} := \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t + S_2^2 \cdot t + S_3^2 \cdot t + S_4^2 \cdot t + S_9^2 \cdot t + S_{10}^2 \cdot t + S_{11}^2 \cdot t + S_{12}^2 \cdot t}{8 \cdot t}} = 0.691$$

$S_{max} := 78200$ кВА

$$K_{max} := \frac{S_{max}}{S_{НОМ}} = 1.241$$

$$0.9 \cdot K_{max} = 1.117$$

Так как $0.9 \cdot K_{max} > K_{2'}$, то следует $K_2 = 0.9 \cdot K_{max}$

$$K_2 := 0.9 \cdot K_{max} = 1.117$$

Расчётная продолжительность перегрузки:

$$h := \frac{(K_{2'})^3}{(0.9 \cdot K_{max})^2} = 0.264 \text{ ч}$$

Преобразованный двухступенчатый график представлен на рисунке 3.

Продолжение приложения Ж

Тепловой расчет трансформатора

4 РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАИБОЛЕЕ НАГРЕТОЙ ТОЧКИ И ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ.

Постоянная времени нагрева трансформатора согласно ГОСТ:

$$T_{\text{ПН}} := 3 \text{ часа}$$

Определяется температура нагрева масла:

$v_{\text{М.НОМ}}$ -превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды при номинальных условиях

Для системы охлаждения М и Д:

$$v_{\text{М.НОМ}} := 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$x := 0.9$$

Отношение потерь короткого замыкания к потерям хх.:

$$d := \frac{P_{\text{К}}}{P_{\text{ХХ}}} = 0.273$$

$v_{\text{о.э}}$ - эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным

Для Амурской области:

$$\Theta_{\text{ОХЛ}} := -18.6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$v_{\text{М.К1}} := v_{\text{М.НОМ}} \cdot \left[\frac{1 + d \cdot (K_1)^2}{1 + d} \right]^x = 58.768 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура масла не превышает предельно допустимые (115 $^{\circ}\text{C}$).

Определяется температура наиболее нагреток точки обмотки:

$v_{\text{ННТ.М.НОМ}}$ -суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях.

Для системы охлаждения М,Д:

$$v_{\text{ННТ.М.НОМ}} := 23 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$y := 1.6$$

$$v_{\text{ННТ.М.К1}} := v_{\text{ННТ.М.НОМ}} \cdot (K_1)^y = 29.344 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Theta_{\text{ННТ.К1}} := \Theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.К1}} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 69.512 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева:

$$v_{\text{М.К2}} := v_{\text{М.НОМ}} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_2^2}{1 + d} \right)^x = 57.628 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Продолжение приложения Ж

Тепловой расчет трансформатора

$$v_{M.h} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-h}{T_{ПН}}}\right) = 58.672 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$v_{ННТ.М.К2} := v_{ННТ.М.НОМ} \cdot K_2^y = 27.46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{ННТ.h} := \Theta_{ОХЛ} + v_{M.h} + v_{ННТ.М.К2} = 67.532 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки при загрузке установившейся нагрузке К2

$$\Theta_{ННТ.К2} := \Theta_{ОХЛ} + v_{M.К2} + v_{ННТ.М.К2} = 66.488 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале нагрева:

$$v_{M.h.0} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{0}{T_{ПН}}}\right) = 58.768 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{ННТ.h.0} := \Theta_{ОХЛ} + v_{M.h.0} + v_{ННТ.М.К2} = 67.628 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры:

$$t := 24 - h - 12 = 11.736 \text{ ч}$$

$$v_{M.t} := v_{M.K1} + (v_{M.h} - v_{M.K1}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{ПН}}} = 58.766 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{ННТ.t} := \Theta_{ОХЛ} + v_{M.t} + v_{ННТ.М.К1} = 69.51 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале снижения температуры:

$$t := 0$$

$$v_{M.t.0} := v_{M.K1} + (v_{M.h} - v_{M.K1}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{ПН}}} = 58.672 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{ННТ.t.0} := \Theta_{ОХЛ} + v_{M.t.0} + v_{ННТ.М.К1} = 69.416 \text{ } ^\circ\text{C}$$